UPPSALA UNIVERSITET

UPTEC ES 25007

Examensarbete 30 hp

September 2025

Leveranssäkerhet i lokala elnätet

En studie av en hybridpark med vindkraft, solkraft och batterilager i Sverige

Vera Beckius

Civilingenjörsprogrammet i Energisystem

UPPSALA UNIVERSITET

Delivery reliability in the Local Power grid; A study of a Hybrid Park with wind power, solar power and battery storage in Sweden

Vera Beckius

Abstract

The transition to a fossil-free energy system in Sweden has increased the integration of intermittent renewable energy sources such as solar and wind power. However, their variability is a challenge for the reliability of electricity delivery, particularly in areas where the grid capacity is limited or expansion is delayed. This thesis examines how a hybrid park - combining wind power, solar photovoltaics and lithium iron phosphate (LFP) battery storage - can improve the delivery reliability to a local community in the Electricity Area SE3.

The method used in this thesis models hourly electricity production and consumption for one year using real data from existing parks from 2024. Battery systems are simulated with technical constraints such as efficiency, charge/discharge limits, self-discharge and state-of-charge boundaries. The modelling was done in Python. Two battery control strategies are analyzed: one optimized for maximizing demand coverage and another for maximizing coverage during hours with high electrical prices. A cost optimization is also done to identify the most economically viable configurations according to investment costs.

Results show that combining wind and solar power significantly increases the reliability due to complementary generation patterns, especially when supported by battery storage. Certain configurations achieve local demand coverage rates of 80%, 90% and even 99%. However, after reaching these levels, the coverage rate increases more slowly despite increased battery capacity. The thesis concludes that well-designed hybrid parks can enhance local delivery reliability and contribute to a more resilient and cost-efficient energy system.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala

Handledare: David Larsson

Ämnesgranskare: Irina Temiz

Examinator: Carla Puglia

Populärvetenskaplig sammanfattning

Kan ett samhälle försörja sig på egen el året runt? Går det att skapa el bredvid där den används för att göra det billigare för invånarna? Det har jag undersökt i denna rapport genom att modellera något som kallas för en hybridpark, vilket är en anläggning som kombinerar vindkraft, solceller och batterilagring.

Vi blir allt mer beroende av el i vår vardag. Inte bara för att kunna tända lampor eller ladda våra telefoner, utan också för att värma våra hem, ladda våra bilar och hålla igång vår industri. I takt med att samhället blir mer elektrifierat och digital så ställs högre krav på leveranssäker el, alltså att elen alltid ska finnas när vi behöver den, oavsett om det blåser eller är soligt. Samtidigt växer mängden el från väderberoende källor såsom sol och vind, vilket gör det svårt att veta hur elproduktionen kommer se ut timme till timme. För att elnätet ska fungera behöver tillgången på el och efterfrågan på el vara i balans vid alla tider på året.

El måste produceras i samma stund som den används, för att kunna ha en balans i elnätet. Hybridparker, som kombinerar vindkraftverk, solceller och batterier, ses som ett förslag att lösa detta problem. Genom att kombinera dessa tre tekniker kan man jämna ut svängningarna i elproduktionen och spara överskottet till stunder då solen inte lyser eller vinden inte blåser. Men hur bra fungerar det i praktiken?

För att ta reda på det modellerade jag ett mindre samhälle i elområde SE3, alltså i Mellansverige. Jag använde verklig data över elproduktionen från ett verkligt vindkraftverk och en riktig solcellspark. Denna data jämförde jag sedan med ett elbehov av data från ett företag. Jag testade olika kombinationer av vind, sol och batteristorlek för att se hur stor täckningsgrad man kunde få. Alltså hur stor andel av elförbrukningen som kunde täckas med lokalt producerad el från hybridparken. Ju högre täckningsgrad, desto bättre leveranssäkerhet, det vill säga att man klarar sig utan att hämta alltför dyr och för mycket el från det vanliga elnätet.

Resultaten visar att en hybridpark kan täcka upp till 99 procent av elbehovet under ett år, om vind och sol kombineras smart och om batteriet är tillräckligt stort. Till exempel räckte det med 3 MW vindkraft, 1 MW solkraft och 8 MWh batteri för att täcka 90 procent av elbehovet under ett år. Batteriet visade sig vara väldigt viktigt under dygnens toppar, alltså på mornarna och kvällarna, och vid perioder utan blåst.

Jag modellerade batteriet att laddas upp så fort produktionen var större än elbehovet och laddas ur så fort läget var tvärtom, alltså att ha lokal el när människor faktiskt använder elen. Detta för att maximera antalet timmar på året där elbehovet täcks.

Jag testade också att modellera batteriet på ett annat sätt: istället för att täcka så många timmar av elbehovet som möjligt, så fick batteriet ladda upp och ur beroende på elpriset. Detta för att se om det kunde gå att täcka just de timmar då elpriset är som dyrast på året. Det gick att minska timmarna med högt elpris, men det blev färre täckta timmar under året för elanvändarna, så leveranssäkerheten minskade.

Sammanfattningsvis visar mitt arbete att hybridparker kan vara ett bra verktyg för att förbättra elförsörjningen lokalt, särskilt i områden med svagt elnät eller där man vill öka sin självförsörjning. Men också att hybridparker behöver utformas noggrant, med rätt balans mellan vind, sol och batterilager, det finns inte en lösning som passar alla. I framtiden kan hybridparker bli en viktig pusselbit i ett mer hållbart och stabilt elsystem.

Förord

Det är med stor glädje och tacksamhet som jag presenterar mitt examensarbete som också markerar slutet på min utbildning på civilingenjörsprogrammet inom energisystem på Uppsala universitet och Sveriges lantbruksuniversitet. Jag vill rikta ett stort tack till alla som stöttat och inspirerat mig under vägen.

Först och främst vill jag tacka min handledare, David Larsson, för värdefull vägledning, engagemang och stöd under arbetets gång. Jag vill även tacka min ämnesgranskare, Irina Temiz, för all hjälp längs vägen och intressanta diskussioner. Jag vill även tacka företaget Tyréns för all praktisk hjälp och alla medarbetare på Uppsalakontoret.

Jag är dessutom väldigt tacksam för mina vänner och familj, som har funnits där för mig under hela utbildningen. Slutligen vill jag tacka alla fantastiska människor jag har träffat under dessa år, ni har gjort utbildningen både roligare och mer betydelsefull.

Uppsala, september 2025
Vera Beckius

Förkortningar

Beteckning	Förklaring
C-rate	C-tal, ett mått på upp- och urladdningshastighet
CIGS	Koppar–Indium–Gallium–Selenid, en typ av tunnfilmssolcell
Densitet (ρ)	Luftens densitet [kg/m^3]
DoD	Depth of Discharge – hur stor andel av batteriets kapacitet som har använts i en cykel
E_{STC}	Energi vid standard testförhållanden, producerad energi under STC (1000 W/m^2, 25°C, 1,5 AM)
EMS	Energy management system, styrsystem för ett batteri
FF	Fill Factor, mått på solcellens kvalitet
I_{SC}	Kortslutningsström, den ström som uppstår när solcellen är kortsluten
LFP-batteri	Litiumjärnfosfatbatteri, en batterityp
P	Effekt [W]
SoC	State of Charge, batteriets laddningsnivå uttryckt i procent
V_{OC}	Öppen kretsspänning, den maximala spänningen från en solcell utan last
Verkningsgrad (η)	Verkningsgrad, förhållandet mellan nyttig energi och tillförd energi, ofta uttryckt i procent
Vindhastighet (U)	Hastigheten på vinden [m/s]

Innehåll

1 Inledning **1**
1.1 Syfte och mål . . . 2
1.2 Frågeställningar . . . 2
1.3 Avgränsningar . . . 2

2 Bakgrund **4**
2.1 Solkraft . . . 4
2.1.1 Solkraftens historia och utveckling globalt och i Sverige . . . 4
2.1.2 Användningsområden för solkraft . . . 5
2.1.3 För- och nackdelar med solkraft . . . 6
2.1.4 Produktionsprofil och variationer . . . 8
2.2 Vindkraft . . . 9
2.2.1 Vindkraftens historia och utbyggnad i Sverige . . . 10
2.2.2 Havsbaserad och landbaserad vindkraft . . . 11
2.2.3 För- och nackdelar med vindkraft . . . 11
2.2.4 Produktionsmönster och variation . . . 12
2.3 Batterilagring . . . 12
2.3.1 Typer av batterier . . . 13
2.3.2 Användningsområden för sekundärbatterilagring . . . 14
2.3.3 Litiumjonbatterier . . . 15
2.4 Hybridparker . . . 15
2.4.1 Synergier mellan sol och vind . . . 16
2.4.2 Förbättring av nätutnyttjande och minskade anslutningskostnader . . . 16
2.4.3 Roll i att öka leveranssäkerhet . . . 17
2.5 Tidigare forskning och projekt inom hybridparker . . . 17

3 Teori **20**
3.1 Centrala begrepp och samband i studien . . . 20
3.1.1 Leveranssäkerhet . . . 20
3.1.2 Pearsons korrelationskoefficient . . . 20
3.1.3 EMS-batteristyrning . . . 21
3.2 Solkrafts teori . . . 21
3.2.1 Tekniska egenskaper . . . 21
3.2.2 Solkraft och elnät . . . 23
3.3 Vindkrafts teori . . . 23
3.3.1 Tekniska och ekonomiska faktorer . . . 23
3.4 Batteri teori . . . 25
3.4.1 LFP-batteri . . . 25
3.4.2 Tekniska egenskaper hos LFP-batterier . . . 25
3.4.3 Fördelar och begränsningar i elnätet . . . 26

4 Metod **27**
4.1 Definition av leveranssäkerhet . . . 27
4.2 Datainsamling, datahantering och dataanalys . . . 27
4.3 Pearson korrelationskoefficient . . . 28
4.4 Batterimodell . . . 29
4.4.1 Batteristyrning för att maximera täckningsgrad . . . 29
4.4.2 Batteristyrning för att minska elkostnader . . . 29

4.5 Val av fall för fördjupad analys . . . 30
4.6 Matematisk modell för kostnadsoptimering . . . 30
4.7 Visuell presentation av batteristrategimodellerna . . . 32
4.8 Elprisanalys . . . 34

5 Resultat **36**
5.1 Resultat av dataanalys - produktion, konsumtion och elpris . . . 36
5.2 Resultat på täckningsgrad . . . 41
5.3 Fall 1: 80%-täckningsgrad . . . 42
5.3.1 Fördjupad analys för fall 1 . . . 43
5.3.2 Sammanfattning av fall 1 . . . 46
5.4 Fall 2: 90%-täckningsgrad . . . 47
5.4.1 Fördjupad analys av fall 2 . . . 48
5.4.2 Sammanfattning av fall 2 . . . 50
5.5 Jämförelse av täckningsgrader mellan fallen . . . 52
5.6 Kostnadsoptimering . . . 52
5.7 Jämförelse av batteristrategier . . . 53

6 Diskussion **55**
6.1 Metod och dataanalys . . . 55
6.2 Leveranssäkerhet och täckningsgrad . . . 56
6.3 Batteriers roll och dimensionering . . . 56
6.4 Kostnadseffektivitet och systemoptimering . . . 57
6.5 Modellens tillämpbarhet och begränsningar . . . 57
6.6 Förslag till framtida studier . . . 58

7 Slutsatser **60**

8 Referenser **61**

1 Inledning

Efterfrågan på el ökar i Sverige och det finns ett behov av att bygga ut elnätet. Sveriges elbehov ökar, främst industrin och transportsektorn. För att uppnå de nationella klimatmålen och klimatpolitiska ramverk om nettonollutsläpp till år 2045 krävs en omfattande omställning från fossila bränslen till förnybara energikällor. Enligt Energiföretagen (2023a) beräknas Sveriges elbehov att öka från dagens 140 TWh till 330 TWh till 2045, vilket innebär en fördubbling av elproduktionen. Denna utveckling ställer stora krav på att elproduktionen expanderar snabbt, hållbart och kostnadseffektivt, samtidigt som elsystemets leveranssäkerhet bevaras.

Utbyggnaden av storskalig elproduktion medför samtidigt ökade krav på elnätets prestanda. Nätkapaciteten behöver förstärkas i flera delar av landet, men processen att bygga ut elnätet är både dyr och tidskrävande. Processen kräver tillstånd, markintrång och lång planeringstid. För att minska flaskhalsar i nätet, undvika onödiga investeringar och samtidigt främja elproduktion nära elkonsumenterna, krävs lösningar som optimerar både nätutnyttjande och produktionsflexibilitet (Energimarknadsinspektionen 2024; Svensk Vindenergi 2025a).

Samtidigt visar flera studier på att en övergång till ett energisystem dominerat av förnybara energikällor kan sänka energipriserna, minska utsläppen och öka resiliensen mot störningar (Europeiska miljöbyrån 2023). Sol- och vindkraft har etablerat sig som viktiga delar av det svenska elsystemet och stod år 2023 för tillsammans 22,8% av den totala elproduktionen (Statistiska centralbyrån 2024). Dessa tekniker är dock väderberoende och intermittenta. Solkraften producerar mest mitt på dagen under sommarhalvåret, medan vindkraften är mest produktiv under vinterhalvåret och nattetid. Variationerna gör det svårt att garantera ett konstant effektuttag, vilket ökar risken för effektbrist under vissa perioder (Regeringskansliet 2024b).

För att hantera dessa variationer krävs lösningar som möjliggör flexibilitet i elsystemet. Lindberg (2024) förklarar att ett sätt att minska variationen i elproduktion är att samlokalisera och aggregera kraftkällor som har kompletterande produktionsprofiler, exempelvis sol- och vindkraft. Genom att kombinera sol- och vindkraft i en gemensam park kan produktionen spridas ut över dygn och årstiderna, vilket minskar effekttoppar och produktionsunderskott. När hybridparker dessutom kompletteras med batterilagring och/eller vätgaslagring kan produktionen anpassas efter efterfrågan, vilket förbättrar både nätstabilitet och systemets effektivitet (Vattenfall 2021).

Tidigare forskning visar att sol och vind oftast analyserats enskilt och att i kombination kan de reducera effektvariationer bättre än enskilda kraftslag (Lindberg 2024). Hybridparker är ett växande forskningsområde, och flera pågående studier fokuserar på hur deras tekniska och ekonomiska potential kan realiseras, som skulle kunna resultera i optimala synergier och möjligheter att maximera nätutnyttjandet (Svensk Vindenergi 2025a). Det finns dock fortfarande behov av att analysera hur olika konfigurationer av sol-, vind- och batteriteknik påverkar elsystemet i praktiken, särskilt utifrån ett leveranssäkerhetsperspektiv.

1.1 Syfte och mål

Syftet med detta examensarbete är att undersöka hur en vindpark kan kompletteras med solceller och batterilagring för att bilda en hybridpark som förbättrar leveranssäkerheten i ett lokalt elsystem i Sverige. Arbetet undersöker hur olika konfigurationer av vind-, sol- och batterikapacitet påverkar hybridparkers förmåga att täcka det lokala elbehovet under ett helt år. Vidare studerar arbetet möjligheten att täcka de timmar på året när elpriset är som högst. Målet är att identifiera vilka konfigurationer som ger högst teknisk täckning respektive bäst ekonomisk lönsamhet, baserat på investeringskostnader.

1.2 Frågeställningar

I detta arbete undersöks en hybridparks potential att öka leveranssäkerheten i ett lokalt elnät. För att kunna uppfylla syftet av denna rapport har fem frågeställningar formulerats. Frågeställningarna lyder:

- Hur kan en hybridpark med vind-, sol- och batterikapacitet utformas så att den täcker 99%, 90% respektive 80% av det lokala elbehovet?
- Ökar eller minskar leveranssäkerheten, i form av täckningsgrad, av olika dimensioneringar av sol-, vind- och batterikapacitet?
- Vilka konfigurationer av vind-, sol- och batterikapacitet resulterar i en täckningsgrad på 80% respektive 90% täckningsgrad med lägst investeringskostnad?
- Vilka konfigurationer av vind-, sol- och batterikapacitet resulterar i en täckningsgrad på 80% respektive 90% täckningsgrad ger högst intäkter på ett år?
- Är det möjligt att de högsta elpristimmarna kan täckas av produktion och lagring från olika konfigurationer, och hur påverkas detta av batteriets upp- och urladdningsstrategi?

1.3 Avgränsningar

Denna studie är avgränsad till att analysera timvisa energiflöden under ett år (2024), baserat på verklig produktions- och konsumtionsdata från ett lokalt elnät i elområde SE3. Snabbare förlopp (15-minuters upplösta variationer), transienta händelser och dynamiska effekter i elnätet beaktas inte. Styrningen för batterimodellerna bygger på ett litiumjärnfosfatbatteri (LFP) och inkluderar parametrar såsom laddnings-/urladdningshastigheter, självurladdning, verkningsgrad och begränsningar för state-of-charge (SoC). Studien fokuserar på två användarstrategier, där första strategin är att maximera täckningsgrad och den andra att täcka timmar med höga elpriser. Däremot inkluderas inte stödtjänster som frekvensreglering, spänningshållning eller reaktiv effekt. Nätbegränsningar och kapacitetstak är inte inkluderade. Eventuella effekttoppar som skulle kräva nedreglering av produktionen modelleras inte, och ingen hänsyn tas till att stänga av produktionen vid överskott. Hybridparken betraktas som ett stängt system, där all överskottsel som inte kan lagras i batteriet inte analyseras. Hybridparken är nätansluten men utbytet med överliggande nätet tas inte i beaktning. Den ekonomiska analysen är avgränsad till investeringskostnader för sol-, vind- och batterikomponenter. Kostnader för drift, underhåll och elnätsabonnemang inkluderas inte. Det återstående värde efter livslängd inkluderas inte heller. Lönsamhet bedöms endast utifrån elpriser och intäkter under ett enskilt år, 2024, utan hänsyn till historisk eller framtida prisutveckling. Denna studie jämför inte olika kombinationer av tekniker med batterilagring, utan jämför endast enskilda produktionsanläggningar med system med produktion och lagring. Därför hade en jämförelse mellan exempelvis sol + batteri,

vind + batteri och vind + sol + batteri varit en ytterligare insikt i hur de olika teknikerna kompletterar varandra i ett lokalt energisystem. Det hade varit intressant att undersöka hur täckningsgrad, batteribehov och kostnader varierar mellan dessa alternativ.

Utan avgränsningar hade systemet kunnat inkludera ett öppet elnät med möjlighet till import och export av el, flera produktionsslag såsom vattenkraft och biokraft, samt varierande efterfrågeprofiler från olika typer av konsumenter. Dessutom hade analysen kunnat omfatta geografiska variationer i elproduktion och nätförluster, samt hänsyn till juridiska och regulatoriska aspekter såsom elnätsavgifter och tillståndsprocesser.

2 Bakgrund

I detta avsnitt presenteras relevant information kring bakgrund för arbetet i syfte om att öka förståelsen för rapporten. Information om de två kraftslagen presenteras, följt av information om batterilagring och hybridparker.

2.1 Solkraft

I följande avsnitt kommer en övergripande introduktion till solkraft. Den energi som utvinns från solens strålar kallas för solenergi och teknologin som används för att generera el från solenergi kallas solkraft. Solenergi kan användas till att producera elektricitet och värme. För att producera elektricitet används solceller och för att producera värme används solfångare som värmer upp vatten eller byggnader. Solenergi är ett samlingsord för både solel och solvärme, i denna rapport kommer endast solel att presenteras.

2.1.1 Solkraftens historia och utveckling globalt och i Sverige

På 1830-talet upptäckte fysikern Alexandre Edmond Becquerel den fotovoltaiska effekten och detta var starten på utvecklingen av dagens solceller. Genom experiment med en elektrolytcell av två metallelektroder i en elektriskt ledande lösning genererade elektricitet när cellen exponerades för solljus (U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy 2023). I april 1954 tog forskare vid Bell Laboratories fram den första praktiska kiselsolcellen med en verkningsgrad på omvandlingen från solljus till elektricitet på 6%, vilket var en stor förbättring jämfört med tidigare solceller (American Physical Society 2009). Forskarna tog fram den första kombinationen av konceptet PN-övergång tillsammans med fotoelektrisk effekt (Mertens 2019). Fram till 1970-talet användes solceller främst till rymdfarkoster och satelliter (Tekniska museet 2022).

I början av 1970-talet hade Sverige byggt upp ett stort oljeberoende, där nästan tre fjärdedelar av landets totala energibehov täcktes. Under oljekrisen och när priset på olja ökade exponentiellt krävdes nya lösningar på energitillförsel (Vattenfall 2022a). Intresset för solkraft ökade i samband med oljekrisen och den växande medvetenheten kring klimatförändringar kopplade till användningen av fossila bränslen (Tekniska museet 2022).

På sent 1970-tal var första fallen av solceller i Sverige. Syftet var att driva fyrer och satellittelefoner som inte var kopplade till elnätet. De flesta solcellerna var så kallade off-grid lösningar fram till 2000-talet (Jesper Samuelsson 2024). Dessutom drev utvecklingen och satsningarna av förnybara energikällor som sol- och vindkraft efter kärnkraftsolyckan i Tjernobyl (Spaen 2017) och efter olyckan i Fukushima (IAEA 2021).

Den svenska officiella starten av solcellsutveckling var 1982, när svenska staten beviljade obligationer till en forskare vid namn Lars Stolt, som fick i uppdrag att följa den internationella utvecklingen av solcellsteknik. Stolt fokuserade på att utveckla nya produktionstekniker samt skapa en svensk tillgång på nämnda produkter (Johnn Andersson 2021). Efter 10 år av forskning och framtagning av metoder för att producera materialet CIGS, gav resultaten underlag till att svenska staten kunde öka finansieringen för solceller i Sverige som i sin tur ledde till att kommersiella applikationer började utvecklas (Midsummer AB 2018).

I slutet på 1980-talet ökade forskningen inom solceller kraftigt, speciellt i USA, Japan och Tyskland, vilket resulterade i starten av forskningsprogram gällande nätkopplade solcellslös-

ningar på familjehus (Mertens 2019). Den största tillväxten av solcellsmarknaden är i Kina som redan 2015 hade 80 GW installerad effekt, år 2024 hade Kina en installerad effekt på 886 GW (Statista 2025a).

Från 1990-talet till början av 2000-talet utfördes flera försök till att etablera en svensk industri för produktion av kiselbaserade solceller, där de ledande företagen var Gällivare Photovoltaic (GPV) och Arctic Solar. Dock var den svenska marknaden näst intill obefintlig och därför exporterades modulerna till europeiska marknaden istället. Industrin såg lovande ut till en början och hade en topp under 2008, därefter kollapsade marknaden 2011. Detta var på grund av att Kina kraftigt ökade sin produktion av solceller, vilket resulterade i att den globala produktionen översteg efterfrågan och priset på solcellsmoduler minskade kraftigt (Jesper Samuelsson 2024).

2019 ledde solenergin utvecklingen inom förnybar energi. År 2019 stod solceller för 57% av den totala kapacitetsökningen inom förnybar energi. Vid årets slut var den installerade kapaciteten 627 GW globalt (Ghaleb och Asif 2022). I Sverige var den installerade kapaciteten 4,9 GW år 2024 (Statista 2025b), vilket motsvarar ungefär 467 W/invånare. Det globala genomsnittet ligger på cirka 78 W/invånare. På så sätt framgår att Sverige, trots sin relativt lilla befolkning, ligger betydligt högre än världsgenomsnittet när det gäller installerad solenergikapacitet per capita.

2.1.2 Användningsområden för solkraft

Solceller som omvandlar solljus direkt till elektricitet kan användas i allt från villatak till storskaliga solparker (HemSol 2025c). Privatpersoner och små företag kan installera solceller på sin byggnad eller fastighet för att producera lokal och grön el. Genom denna lösning sker inga direkta störningar på djur, natur eller människor. Det är dessutom en bra lösning för platser där elnätet inte är särskilt utbyggt och områden som saknar el (Naturskyddsföreningen 2021). Under en nybyggnation kan solceller integreras som en del av byggnaden och vid befintlig fastighet kan panelerna placeras på taket och fasaden, eller ersätta ett befintligt ytskikt. Idag är solceller välutvecklade till den mån att olika förhållningssätt kan väljas, beroende på plats, byggnad och syfte med installationen (Linköpings kommun 2025). Trots att storskaliga solcellsparker utgör den största andelen av marknaden i många delar av världen så växer småskaliga tillämpningar snabbt och får större betydelse för lokala energisystem. På sida två i en rapport av Ghaleb och Asif (2022) förklaras det att de småskaliga och distribuerade systemen gynnas av god ekonomi, särskilt vid kombination med ökad egenanvändning, och incitament till slutanvändarna.

Idag finns det elbilar med solceller integrerade på taket för att direkt i bilen generera el (Nilsson 2022). Detsamma gäller för tåg (Solgen Power 2022), båtar (Båtliv 2024), elcyklar (Fredriksson 2022) och lastbilar (Båtliv 2025). Andra vardagliga produkter har också dykt upp på solcellsmarknaden som hörlurar (Urbanista 2025), ryggsäckar (Voltaic 2025) och många andra smarta lösningar (Larsson 2024). Solceller kan användas som ett fristående system (även kallat off-grid) tillsammans med batterier för elproduktion på platser där elnät inte finns tillgängligt (PVcase 2023). Solceller i storskaliga lösningar är dessutom ett viktigt användningsområde då produktionen är stor och anläggningarna stöttar elnätet runtom i Sverige (Svensk Solenergi 2025b; IEA 2025). I Sverige har flest installationer varit takinstallationer, trots att markplacerade system har högre potential. År 2024 var det 293 019 stycken nätanslutna solcellsanläggningar med en total installerad effekt på 4 808,10 MW (Energimyndigheten 2025). Samma år stod solkraften för 2,5% av elproduktionen i Sverige, vilket motsvarar 4,1 TWh (Statistiska centralbyrån 2025a).

2.1.3 För- och nackdelar med solkraft

Det finns både för- och nackdelar med solenergi. I detta stycke presenteras några för- och nackdelar med energikällan som är viktiga att ta hänsyn till vid användning och analyser. Solceller har en lång förväntad livslängd. Dagens solceller har en garanterad livslängd på 25-30 år, men en förväntad livslängd på 50 år (HemSol 2025b). Solceller kräver relativt lågt underhåll i drift. Solceller är i stort sett självgående men beroende på placering och förutsättningarna på platsen kan behovet av underhållet variera. Med jämna mellanrum behöver en kontroll ske för att garantera att anläggningen är säker och producerar som den ska (Energimyndigheten 2019). Solceller är en skalbar energikälla. Genom att serie- eller parallellkoppla solceller kan både spänningen och strömmen ökas för att uppfylla önskad effekt (Solar Lab u.å.). Genom att koppla ihop celler och paneler kan en större area skapas för att resultera i en ökad generering av elektricitet. På samma sätt kan moduler av solcellspaneler kopplas ihop via serie- eller parallellkopplingar för att uppnå önskad spänning och strömstyrka (Sunlux 2024).

Kostnaden för solceller blir mindre. På grund av ökat intresse och investeringar så har utvecklingen och forskningen av solceller främjats. Priset på solcellsmoduler har i sin tur minskat, vilket är en fördel (Igini 2023). I rapporten av Oller Westerberg och Lindahl (2024) nämner att orsakerna till prisutvecklingen kan vara den ökade globala produktionskapaciteten, effektivare tillverkning, skalbarhet, konkurrens och mognad samt att logistiken kunde återgå till normal form efter COVID-relaterade flaskhalsar uppstod i försörjningskedjor. Detta resulterade i ökade priser under 2021-2022 för att sedan minska igen till 2023. Se figur 1 för kostnadsutvecklingen av solceller.

Figur 1: *Kostnadsutvecklingen för storskaliga solceller placerade på mark med högre installerad effekt än 0,5 MW (Oller Westerberg och Lindahl 2024).*

En ytterligare fördel med solceller är deras låga miljöpåverkan. Storskaliga markplacerade solparker bidrar effektivt till samhällets elektrifiering och resulterar i en snabb och betydande klimatnytta (Svensk Solenergi 2025c). Solceller i drift bidrar inte till några utsläpp, det är vid tillverkningen av modulerna och cellerna som miljöpåverkan är relevant att undersöka (Energimyndigheten 2024a). Eventuellt vid underhåll och service, om maskinerna som används inte är fossilfria. Det finns olika typer av solceller som bidrar olika mycket till utsläpp, eftersom processen vid framtagningen ser annorlunda ut. 70% av solcellstillverkningen sker i Kina där majoriteten av energin som används är fossil (Engström 2022). Enligt Energimyndigheten (2024a) tar det mellan två till tre år för en solcellsanläggning att producera den mängd energi som gick åt att tillverka, transportera och driva den. En solcellsanläggning bidrar till flera miljöfördelar under tiden den är i drift. Vidare förklaras att solceller har lägre koldioxidutsläpp än flertalet andra kraftslag, sett utifrån producerad kilowattimme (Energimyndigheten 2024a). Dessutom är avfallshanteringen av solceller en viktig aspekt att tänka på utifrån ett miljöperspektiv. Eftersom solenergi är en förnybar energikälla måste hela livscykeln vara miljömässigt försvarbar för att det ska vara lönsamt och attraktivt att bruka (Olsson 2019). Vissa komponenter innehåller tungmetaller eller material som är svåra att separera, vilket försvårar återvinningsprocessen och kan orsaka miljöproblem om panelerna inte hanteras korrekt (Shafiullah, S. D. Ahmed och Al-Sulaiman 2022). Slutligen kan stora volymer distribuerad solel, särskilt från takmonterade system, belasta det lokala elnätet och orsaka flaskhalsar, spänningsvariationer och backfeedproblem (Shafiullah, S. D. Ahmed och Al-Sulaiman 2022; Saxena et al. 2024). Dessa tekniska nätutmaningar kräver ofta investeringar i smarta elnät eller nätförstärkningar för att säkerställa stabil drift. I Sverige och EU finns det direktiv som reglerar hur återvinningen av elektroniska produkter ska hanteras, det så kallade WEEE-direktivet (Energimyndigheten 2024a).

Solceller bidrar till minskade energikostnader och elpriser. Sweco har tagit fram en rapport som menar att en utbyggnad av 12 TWh solkraft kan innebära att elpriset i södra Sverige kan minska med 27-31 öre/kWh, och är på samma nivå som utbyggnaden av kärnkraft och havsbaserad vindkraft (Sweco 2024). Svensk Solenergi (2025c) förklarar att solkraften installeras fortare än andra energislag, cirka 12-18 månader, och är därför en mer tidseffektiv lösning för att sänka elpriset. Genom att öka solelproduktionen i Sverige minskar dessutom beroendet av rysk olja och gas. Efter Rysslands invasion av Ukraina har ett ”energikrig” drivit upp energipriserna i Europa och genom att stärka sin nationella energiförsörjning, samt diversifiera den, kan detta beroende minska och resultera i lägre elpriser (Svensk Solenergi 2025c). Genom att placera solceller nära förbrukningsområden kan belastningen på elnätet minska och därmed bidra till lägre elpriser lokalt (Svensk Solenergi 2025c). Genom utbyggnation av intermittenta energikällor som sol- och vindkraft blir energipriserna mer volatila men för elanvändarna blir det genomsnittliga priset lägre (Svensk Solenergi 2025a). Eftersom största delen av elanvändarna i Sverige betalar sin elräkning en gång per månad, är det månadsvisa genomsnittspriset för konsumenten viktigare än volatiliteten för kraftslagen (Svensk Solenergi 2025a).

Solceller har många olika användningsområden. En stor fördel med solceller är deras mångsidighet och tillgänglighet vilket resulterar i en flexibel och bred användning, se avsnitt 2.1.2. Den tekniska utvecklingen av solceller fortsätter i snabb takt och resulterar i att solcellers verkningsgrad förbättras och materialet som används blir billigare och har mindre miljöpåverkan (Energiföretagen 2023b). Eftersom den globala marknaden för solceller vuxit snabbt har tillverkningsprocessen gynnats och i takt med att kostnaderna minskar kan utbyggnaden bli större för både takanläggningar och storskaliga solparker (Energiföretagen 2023b). Solceller i drift är i stort sett ljudlösa. Till skillnad från andra energikällor, som exempelvis generatorer eller vindkraftverk, låter inte solceller i drift (Svea Solkraft 2024). Dock är det viktigt att notera att vissa komponenter i en solcellsanläggning genererar ljud, som exempelvis växelriktare och

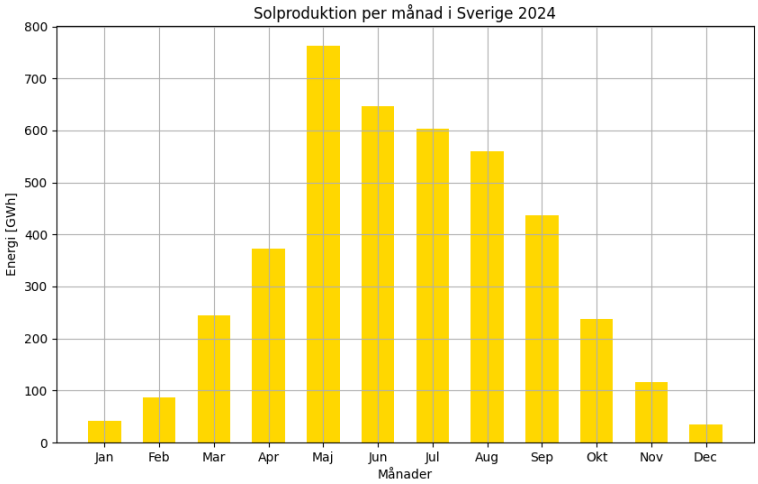
transformatorer. Dessa ljud anses inte vara störande och hörs endast i närheten av komponenterna, detta går dock att undvika genom att placera enheterna en bit bort från bostäder (Ilmatar 2024). Solceller har låga överföringsförluster. Solcellsparker kan placeras i närheten av sin förbrukning, vilket resulterar i att överföringsförlusterna och belastningen på elnätet minskar (Svensk Solenergi 2025c).

Trots att solenergi är en förnybar energikälla finns flera utmaningar som påverkar dess hållbarhet och tillämpning i större skala. En grundläggande teknisk begränsning är solcellers relativt låga verkningsgrad. Beroende på materialstruktur, som exempelvis mono- eller polykristallina kiselsolceller, ligger effektiviteten ofta mellan 15 och 22% (Hidayanti 2020). Solcellers elproduktion är direkt proportionerlig till solcellens area, se ekvation 2. Det vill säga, för storskalig produktion krävs en stor markanvändning som påverkar omgivningen negativt (Lumley 2024) och kan leda till konflikter med andra markintressen såsom jordbruk och naturvård (Simo Stevanović, Snežana Stevanović och Živković 2022).

Solkraft är dessutom starkt väderberoende, vilket innebär att elproduktionen varierar kraftigt över dygnet och året. Detta skapar utmaningar för leveranssäkerheten och kräver kompletterande energilagring eller stöd från andra energikällor (Simo Stevanović, Snežana Stevanović och Živković 2022). Väder är en ostyrbar parameter som endast kan förutspås kort tid i förväg. Moln, nattetid och snötäckning resulterar i att produktionen från solkraft minskar. Dessutom påverkar extremväder, som exempelvis hagel, solcellerna då deras prestanda försämras och livslängden minskar (Lumley 2024). Därtill är solpanelernas tekniska livslängd begränsad till cirka 25–30 år, vilket medför behov av regelbunden ersättning och därmed påverkar den långsiktiga ekonomin och resursanvändningen (Zhao et al. 2024).

2.1.4 Produktionsprofil och variationer

Eftersom elproduktion från solceller är beroende av solen, varierar effektiviteten och produktionen beroende på vart på jorden som solcellerna är placerade, samt lutningen på dem. Detta för att solen lyser olika starkt beroende på geografiska platsen. Enligt HemSol (2025a) producerar solceller årligen 700-1 100 kWh el per kW installerad effekt i Sverige. Optimal produktion uppnås längs kusterna i södra Sverige, på Öland eller Gotland, om solcellerna placeras i söderläge med en lutning mellan 30-50 grader (HemSol 2025a). Eftersom Sverige ligger på norra halvklotet är det optimalt att rikta solpanelerna mot söder för att maximera exponeringen för solinstrålningen (Joakim Widén 2019). Medan solceller placerade i norra Sverige har en optimal lutning på 45 grader (Solcellskollen 2024). I Sverige är produktionen högst under vår och sommarhalvåret, när solen står som högst i himlen och blir cirka 30% lägre i april och augusti samt nästan 50% mindre i mars och september (Otovo 2024). En solcell riktad mot söder i Sverige börjar producera el på morgonen när solen går upp och har högst produktion mitt på dagen för att sedan minska igen på kvällen. Under nätterna sker inte produktion av el från solcellerna (Emma Dahl 2020). Figur 2 visar den månadsvisa solelproduktionen i Sverige för 2024.
Skuggning från moln påverkar dessutom solelsproduktionen. Solinstrålningen kan delas upp i två olika delar: direkt solinstrålning och indirekt solstrålning, där den indirekta solinstrålningen refererar till hur solens strålar sprids av exempelvis moln eller andra molekyler i atmosfären (Mölndal Energi 2023). Den indirekta (även kallad diffusa) solinstrålningen resulterar i mindre produktion än direkt solinstrålning, vid lättare molnighet brukar produktionen minska till ungefär hälften (Fortum 2025a). Under molniga dagar genererar solpaneler ungefär 30-50% av sin optimala produktion och vid kraftigt regn cirka 10-20% (Energy Nordic 2023; Fortum 2025a). Skuggning från snö påverkar också produktionen, särskilt om det är stora mängder (Fortum 2025a).



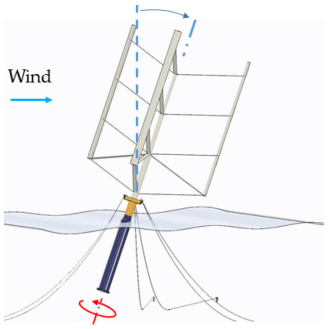
Figur 2: *Månadsvisa elproduktionen från solkraft för år 2024 i Sverige (Statistiska centralbyrån 2025b).*

2.2 Vindkraft

I det kommande avsnittet kommer en övergripande bakgrund kring vindkraft att presenteras. Vindkraft eller vindenergi är en form av förnybar energi som omvandlar kraften från vinden till elektricitet. Ett vindkraftverk kan sägas vara en modern version av en väderkvarn. Idag finns det två vanliga typer för vindkraft, vertikala och horisontella vindkraftverk, vilket anger hur rotationsaxeln är orienterad. Horisontella vindkraftverk, vilket är den vanligaste typen, har rotationsaxeln parallellt med vinden och vertikala vindkraftverk har rotationsaxeln vinkelrätt mot vinden. Dessutom finns en tredje typ, lutande vindkraftverk, vars utveckling börjar växa i Sverige.

(a) *Horisontellt vindkraftverk (Electrical Academia u.å.).*

(b) *Vertikalt vindkraftverk (Senad Apelfröjd 2016).*



(c) *Lutande vindkraftverk (Hidetaka Senga 2022).*

Figur 3: *De tre vanligaste typerna av vindkraftverk.*

2.2.1 Vindkraftens historia och utbyggnad i Sverige

Vindkraften har använts i urminnes tider, med sin start att driva kvarnar, pumpar och segelfartyg. Under slutet av 1100-talet byggdes de första väderkvarnarna i Europa och visade sig vara den viktigaste energikällan fram till 1800-talet. Väderkvarnarna användes till att mala säd och pumpa vatten samt till att driva sågverk, lumpstampar och snuskvarnar (Vindkraften.se u.å.). På 1930-talet när elektriciteten spred sig i världen började vindkraft användas på landsbygden och bondgårdar, dit elnäten inte sträckt sig ännu. Med hjälp av en gårdssnurra som kallades Windcharger som fungerade som en batteriladdare kunde elen nå ut till landsbygder och bondgårdar världen över. USA, Sverige och Danmark var några av länderna som byggde dessa batteriladdare (Vindkraften.se u.å.). Det var på 1970-talet som vindkraften började ta plats och detta återigen på grund av att oljekrisen i västvärlden (Tekniska museet 2021). Under denna tid var Danmark ledande inom vindkraften och har setts som ett föregångsland för Sverige, då de började med elektriska producerande vindturbiner först i Norden.

Mellan 1973 och 1974 initierades ett vindenergiprogram i Sverige samt ett statligt vindkraftprogram där Vattenfall fick i uppgift att undersöka lämpliga platser för vindkraft i Sverige (Tekniska museet 2021; Vattenfall u.å.). Under denna period saknades dock tekniska och ekonomiska förutsättningar för storskalig produktion av elektricitet från vindkraftverk. År 1977 byggdes Sveriges första försöksaggregat av Saab-Scania i närheten av Älvkarleby med namnet Kalkugnsverket (Linda Nohrstedt 2021; Vattenfall u.å.). Efter tre års tid rasade delar av anläggningen ihop efter en olycka under byte av rotorblad. Det första vindkraftverket i Sverige var Maglarp i Skåne som byggdes 1982 och var i drift fram till 1993. Med en toppeffekt på 3 MW

och en rotordiameter på 78 meter tog vindkraftverket 1993 världsrekord i att ha producerat mest el som individuellt vindkraftverk (Tekniska museet 2021). Till följd av kärnkraftsolyckorna i Harrisburg och Tjernobyl på 1980-talet och växande miljödebatten om koldioxidutsläpp på 1990-talet främjades utvecklingen för vindkraften i Sverige markant (Tekniska museet 2021).

År 2023 stod vindkraften för cirka 21% av Sveriges elproduktion, vilket motsvarar ungefär 34 TWh producerad el (Energimyndigheten 2024b).

2.2.2 Havsbaserad och landbaserad vindkraft

Det finns två olika typer av vindkraftsgenerering, havsbaserad och landbaserad. Båda typerna har samma grundfunktion, att omvandla vindens rörelseenergi till elektricitet, men på olika placeringar vilket namnen indikerar. Havsbaserad vindkraft placeras till havs och använder vinden som blåser över vattenytan, utan exempelvis hinder från vegetation, byggnader och berg som finns på land. Denna teknik växer snabbt och anses vara lovande för att leverera stabil, ren och prisvärd elektricitet. Landbaserad vindkraft är placerade på land och är en väletablerad omvandlingsteknik där välbeprövad teknik används för att producera stora mängder ren energi (Parres 2023). För att förstå skillnaderna mellan havsbaserad och landbaserad vindkraft, presenteras fördelarna med de två typerna nedan.

Fördelar med havsbaserad vindkraft (Parres 2023):

- Högre och mer stabila vindhastigheter. Vindarna till havs är generellt kraftigare och mer konstanta under en viss tid, vilket leder till högre elproduktion.
- Större turbiner och skalningsmöjligheter. Storleken kan vara större på havsbaserade vindkraftverk än de på land, detta leder till ökad effektivitet och att elproduktionen blir mer kostnadseffektiv.
- Mindre påverkan på samhällen. Eftersom havsbaserade vindkraftverk oftast placeras långt ifrån bostadsområden och kuster påverkas människor i låg utsträckning. Dock krävs hänsyn till marina ekosystem och fiskerinäring.
- Hög tillförlitlighet. Havsbaserade vindkraftverk är konstruerade för att motstå oväder och kan därmed ha en mer kontinuerlig leverans av el.

Fördelar med landbaserad vindkraft (Parres 2023):

- Lägre kostnader. Landbaserade vindkraftverk är billigare att bygga samt billigare vid underhåll och service för att de är mindre och har en mer lättillgänglig placering.
- Snabbare utveckling. Landbaserad vindkraft kan ofta byggas snabbare och är enklare att ansluta till elnätet.
- Lokal nytta. Många landbaserade vindkraftparker utvecklas och ägs direkt av lokalsamhällen, vilket resulterar i bättre kontroll över deras energiförsörjning och ekonomiska fördelarna som detta medför.

2.2.3 För- och nackdelar med vindkraft

Första fördelen med vindkraft är att de är relativt självgående, de genererar elektricitet med ganska liten övervakning (U.S. Department of Energy 2024). Andra fördelen med vindkraft är miljömässiga aspekten. Eftersom vinden som blåser är en förnybar resurs och utnyttjandet av den orsakar inte några skadliga utsläpp till atmosfären, marken eller avloppsvatten är den mer

miljövänlig än exempelvis olja, vars utsläpp består av kväveoxider och koldioxid, vilka är ämnen som är skadliga både för miljön, människor och djur (U.S. Department of Energy 2024). En annan fördel med vindkraft är att själva kraftverket tar upp lite plats, vilket gör de mer praktiska än solpaneler, som kräver stora ytor för att nå samma produktion. Vindkraft kan placeras både på land och till havs, se avsnitt 2.2.2. Vindkraft har lång livslängd, vilket dessutom är en betydande fördel. De kan bevaras i drift i många år på grund av det låga slitaget på mekaniska och strukturella delar (U.S. Department of Energy 2024). Vindkraftverk har en livslängd på cirka 25-30 år (Naturvårdsverket u.å.[a]; Svensk Vindenergi 2021). Naturvårdsverket (u.å.[a]) nämner att det tar cirka ett halvår för ett landbaserat vindkraftverk att producera den mängd energi som gick åt att tillverka och bygga det. Elproduktion från vindkraft kräver låg vattenförbrukning, vilket är en ytterligare viktig fördel. Vindkraftverk bidrar istället till att bevara världens sötvattenresurser, vilket är en viktig fråga globalt (U.S. Department of Energy 2024).

Utöver fördelarna med vindkraft finns det också nackdelar och en av de stora nackdelarna med vindkraft är att driften är väderberoende. Även om vinden är en obegränsad resurs och vindkraftverk kan producera el dygnet runt, kräver det att vindhastigheten är lagom stark för en stabil drift och tillräcklig energiproduktion (Roshchina 2021). Både för starka vindar och för svaga vindar hindrar vindkraftverk från att kunna generera tillräckligt med energi. Vindkraftverk ger ifrån sig buller och vibrationer som kan störa människor och djur som befinner sig nära eller arbetar vid anläggningarna. Likaså påverkar bullret och vibrationerna marina ekosystem och fiskar under vattenytan vid havsbaserad vindkraft (Roshchina 2021; Naturvårdsverket u.å.[b]). En annan nackdel med vindkraft är att variabiliteten skapar utmaningar för elnätets stabilitet. Snabba förändringar i produktion av el från vindkraft kan leda till frekvensavvikelser i elnätet (Svenska kraftnät 2024). Svenska kraftnät (2024) har identifierat en tydlig korrelation mellan en hög andel vindkraftsproduktion och frekvensavvikelser, som medför högre krav på ökad flexibilitet och anpassning i elsystemet.

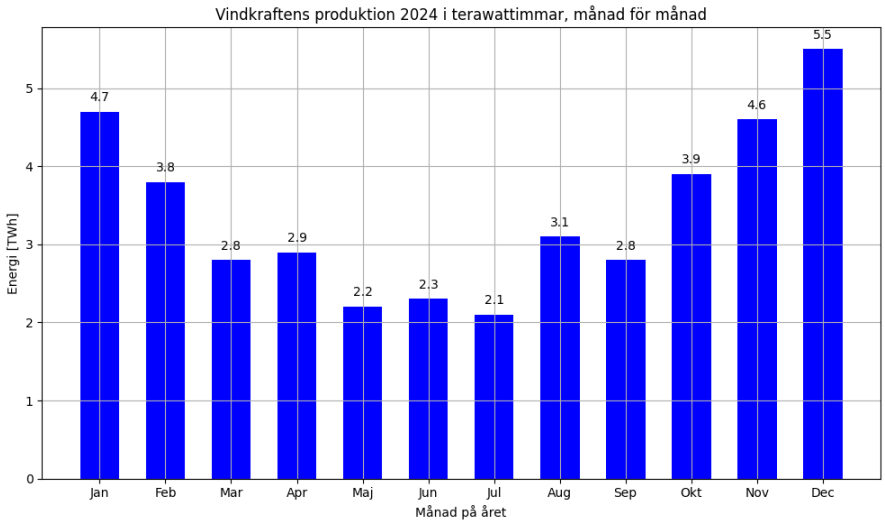
2.2.4 Produktionsmönster och variation

Vindkraftens produktion varierar beroende på årstid och väderförhållanden och är inte konstant under tidsperioden av ett år. I Sverige är generellt produktionen högre under hösten och vintern på grund av att det blåser mer under de årstiderna. Elbehovet är vanligtvis högre under dessa perioder på året, vilket gör att vindkraften är särskilt värdefull under dessa tider (Svensk Vindenergi 2025b). Enligt Svensk Vindenergi (2025b) producerar vindkraftverk el under cirka 90% av årets timmar men i en varierande grad. Figur 4 visar hur produktionsprofilen såg ut för landbaserad vindkraft i Sverige år 2024.

Elproduktionen från vindkraft påverkas av den geografiska placeringen som kraftverket har. Parametrar som påverkar produktionen är vindhastighet, terrängens råhet, turbulensnivåer samt höjden över marken (Power Väst 2025b). Eftersom vinden blåser annorlunda på olika platser är vissa placeringar bättre än andra för att uppnå högre produktion. För att identifiera områden med bra vindförhållanden används vindkartering. Uppsala universitet har fått i uppgift av Energimyndigheten att ta fram en vindkarta för Sverige, innehållande årsmedelvindar och agerar som stöd för kommuner, länsstyrelser och projektörer vid övergripande planering av vindkraftverk (Energimyndigheten 2023).

2.3 Batterilagring

I takt med att andelen förnybar elproduktion från sol- och vindkraft ökar, växer behovet av flexibilitet i elsystem (IRENA 2019). Batterilagring spelar en avgörande roll genom sin förmåga att lagra överskottsproduktion och förse energi när produktionen är låg och behovet är högt.



Figur 4: *Landbaserad vindkrafts månadsvisa produktion i Sverige för 2024 i terawattimmar (eSett Oy 2024).*

Batterier bidrar till att minska effektobalanser och förbättrar leveranssäkerheten till elnätet (CheckWatt 2024). I detta avsnitt kommer en översiktlig bakgrund om batterier, främst litium-järn-fosfat batterier att presenteras.

2.3.1 Typer av batterier

Det finns flera olika batteriteknologier med varierande egenskaper och användningsområden. Batterier förekommer i olika storlekar, och i denna rapport kommer endast storskaliga batterier att nämnas. Storskaliga batterier är stora energilagringssystem som är utformade för att lagra el i en stor omfattning, oftast för att stödja elnätet, integrera förnybar energi och förse kraftsystemet med reservkraft (Exencell 2024). De vanligaste typerna för storskaliga batterier presenteras i tabell 2.

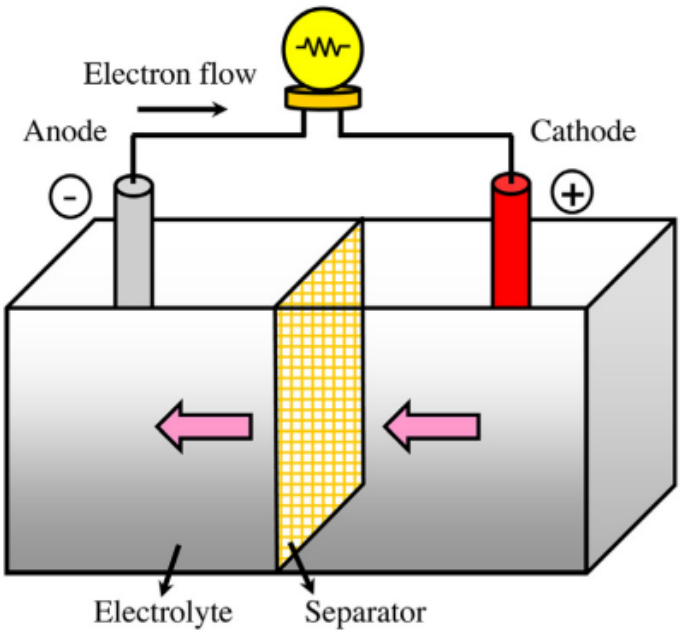
Tabell 1: *Olika batterityper och deras egenskaper (EticaAG 2025).*

Batterityp	**Energidensitet**	**Kostnad**	**Cykler**	**Upp-/urladdning**
Litiumjon (Li-ion)	Hög	Hög	3 000–10 000	Snabb
Bly-syra	Låg	Låg	500–2 000	Långsam
Natrium-baserad	Medel	Medel	3 000–5 000	Medel
Flödesbatterier	Låg	Medel	10 000+	Långsam
Nickel-baserad	Medel	Medel	2 000–5 000	Medel
Vätgasbränsleceller	Hög	Mycket hög	Obegränsad*	Långsam
Zink-luft	Medel	Låg	500–2 000	Långsam
Superkondensatorer	Låg	Medel	1 000 000+	Supersnabb
Solid-state	Hög	Mycket hög	10 000+	Snabb

*Beroende på bränsle.

Det finns batterier som är primära och sekundära beroende på om de kan laddas upp elektriskt eller inte (Aktaş och Kirçiçek 2021). Primärbatterier är icke-uppladdningsbara och kan inte användas igen efter de laddats ur. Generellt sett är primärbatterier billigare och används ofta som lättare energikällor för exempelvis bärbar elektronik och elektriska apparater som belysning, kameror och leksaker. Sekundärbatterier är uppladdningsbara och har ett mycket brett

användningsområde (Aktaş och Kirçiçek 2021). Läs mer i avsnitt 2.3.2. Eftersom sekundärbatterier ofta används för energilagring är de vanligtvis anslutna till en kraftkälla för att laddas upp via den.



Figur 5: *Grundläggande principen i ett batteri (Aktaş och Kirçiçek 2021).*

2.3.2 Användningsområden för sekundärbatterilagring

Sekundärbatterier kan användas till olika ändamål, beroende på behov. Tabell 2 nedan sammanfattar olika typer av batterier som används i energilagringssystem, med deras fördelar och olika användningsområden. Litiumjonbatterier (Li-ion) dominerar marknaden på grund av sin höga energitäthet, långa livslängd och snabba responstid, vilket gör dem väl lämpade för applikationer som nätstabilisering och frekvensreglering. Bly-syrabatterier är en mer kostnadseffektiv och beprövad teknik, främst lämpad för korttidslagring och reservkraft. Flödesbatterier erbjuder lång livslängd och god skalbarhet, vilket gör dem intressanta för långtidslagring och stöd till elnätet vid hög andel förnybar energi. Natrium-kadmiumbatterier (Na-Cd) har hög energitäthet och är effektiva vid långvarig urladdning, men används främst i specifika nischade ändamål. Nickel-baserade batterier tål extrema temperaturer och har lång livslängd, vilket gör dem attraktiva i industriella och avlägsna miljöer. Slutligen representerar solid-state-batterier en lovande framtida teknik med förbättrad säkerhet, hög energitäthet och lång livslängd, samt så har de potential att användas i avancerade storskaliga nätlösningar (Exencell 2024).

Tabell 2: *Fördelar med sex batterityper och deras användningsområden (Exencell 2024).*

Batterityp	Fördelar	Användningsområden
Litiumjon (Li-ion)	Hög energitäthet Snabb responstid Lång livslängd Långt underhållsbehov	Nätstabilisering Integration av förnybar energi Kapa effekttoppar Frekvensreglering
Bly-syra	Kostnadseffektiv Tillförlitlig Välbeprövad teknik	Reservkraft Korttidslagring Avbrottsfri kraftförsörjning
Flödesbatteri	Skalbara Lång livslängd Stabil effektleverans	Långtidslagring Integration av förnybar energi Stöd till elnätet
Natrium-kadmium	Hög energitäthet Lång urladdningstid Effektiv för långtidslagring	Långtidslagring Integration av förnybar energi Nätstabilisering
Nickel-baserad	Hållbara Klarar extrem temp Lång livslängd	Reservkraft i avlägsna områden Industri
Solid-state	Hög energitäthet Förbättrad säkerhet Lång livslängd	Framtida storskaliga lösningar Avancerade lösningar inom elnätsstyrning

2.3.3 Litiumjonbatterier

Litiumjonbatterier är en batterityp som består av olika elektrodmaterial där den lagrade energin i battericellen utvinns genom att litiumjoner rör sig mellan elektroderna. Genom att använda olika sammansättningar i anod- och katodmaterial samt elektrolyt erhåller battericellen olika egenskaper (Batteriföreningen 2025). Egenskaperna för ett litiumjonbatteri är deras höga cellspänning, med ett värde på cirka 3,3 - 3,7 V, samt sin höga energitäthet jämfört med andra batterisystem (Batteriföreningen 2025).

2.4 Hybridparker

Definitionen av en hybridpark, även kallade hybrida energisystem, är produktionsanläggningar där två eller fler energikällor kombineras på samma geografiska plats och oftast delar infrastruktur som nätanslutning, styrsystem och markyta. I vissa fall inkluderas även energilagring i form av batterier, med syfte att öka flexibiliteten i produktionen. Det finns olika typer av hybridparker, då det går att kombinera olika energikällor. Det finns både el-fokuserade hybridparker (exempelvis sol + batterier) och multivektor-system (exempelvis el + produktion av vätgas eller värme). Några exempel på el-fokuserade hybridsystem är:

- Solkraft + batterier
- Vindkraft + solkraft
- Vindkraft + solkraft + batterier
- Vattenkraft + solkraft + batterier

Hybridparker är fortfarande ett relativt nytt forskningsområde, särskilt när det gäller systemdesign, marknadsintegration och deras roll för stödtjänster och leveranssäkerhet. Enligt en rapport

från U.S. Department of Energy (2021) analyseras hybridparker med syfte att öka flexibiliteten, effektiviteten och den ekonomiska avkastningen för kraftsystem. I denna rapport har en hybridpark med sol, vind och batteri använts för att undersöka potentialen för ökad leveranssäkerhet för ett valt geografiskt område i elområde SE3. Det finns flertalet fördelar med hybridparker eller HES (hybrid energy systems) och de presenteras här nedan (U.S. Department of Energy 2021):

- Delad infrastruktur → minskade kostnader
- Bättre användning av transmissionskapacitet
- Bättre balans i elsystemet genom flexibilitet
- Minskade avgifter för variabel elproduktion (exempelvis obalanser)
- Resiliens: exempelvis ökad täckningsgrad och ökad startförmåga vid störningar
- Kan producera flera energiformer (exempelvis el + vätgas)

2.4.1 Synergier mellan sol och vind

Solkraft och vindkraft kan ha kompletterade produktionsprofiler, beroende på placering och tidupplösning. Eftersom vindkraft producerar mest under vinterhalvåret och nätterna med lägst produktion under sommarmånaderna då solkraften är som starkast så kan kraftslagen komplettera varandra på både dygnsbasis och säsongsbasis, vilket ökar möjligheterna för flexibilitet under kort och lång tid. Denna komplettering är väderberoende och generellt sett enklare att prognostisera vilket leder till att elhandeln för systemet kan bli mer lönsam samt att infrastrukturen vid placeringen av hybridparken blir mer resurseffektiv (Lindberg 2024). Eftersom kraftslagen kompletterar varandra bra kan en jämnare elproduktion över tid uppnås och eftersom effektuttagen sprids ut mer, minskar effekttopparna och behovet av reservkraft (U.S. Department of Energy 2021). En undersökning visar att vind- och solenergi kan ge mest el per krona vid jämförelse av kostnaderna för byggnation, drift och avveckling av ett kraftverk (Vattenfall 2022c). Solkraft är mindre intermittent och varierar främst med dagsljus och skuggning från moln, medan vindkraft påverkas av vindhastighet och atmosfäriska förhållanden, vilken kan resultera i längre produktionsperioder med en större variation. När de två energikällorna kombineras i HES kan den totala produktionen bli jämnare och mer förutsägbar, vilket minskar den intermittenta påverkan på elnätet (Wu och West 2024).

2.4.2 Förbättring av nätutnyttjande och minskade anslutningskostnader

Hybridparker som kombinerar vindkraft, solenergi och batterilagring erbjuder betydande fördelar för att förbättra nätutnyttjandet och minska anslutningskostnader (Wennstig 2024). Med hjälp av samlokalisering kan energiproduktionen bli mer stabil och effektiv, vilket i sin tur leder till en mer optimerad användning av elnätet och reducerade investeringskostnader (Svensk Vindenergi 2024a). Vidare förklaras att hybridparker kan anslutas snabbare till elnätet genom att utnyttja befintliga anslutningspunkter, vilket är särskilt fördelaktigt i områden med begränsad nätkapacitet.

Det finns ett begrepp som är retrofitting (eftermontering) som innebär att man uppgraderar eller förbättrar en befintlig byggnad eller infrastruktur för att öka deras prestanda eller förlänga livslängden (Building Radar 2024). Genom att komplettera en befintlig vindkraftspark med en solcellspark minskar investeringskostnaden för nätanslutning, eftersom vindkraftsparken redan

är ansluten och i drift (Lindberg 2024). Liknande slutsatser har bevisats av Fiedler, Pazmino och Berruezo (2008) där hybridsystem med vind- och solkraft är mer kostnadseffektiva än enskilda solcellssystem. Vidare förklaras av genom att kombinera en sol- och vindkraftspark halveras nettonukostnaderna. Samt resultat i en rapport av Lindberg et al. (2021) som visade att en solcellspark, som byggs om med en befintlig vindkraftspark, i teorin kan spara kostnaden för nätanslutning. I rapporten av Al-Ghussain, H. Ahmed och Haneef (2018) undersöktes en implementering av en hybridpark för att driva en fabrik i Al-Tailah. Med vind- och solkraftverk tillsammans med litiumjonbatterier som energilagringssystem. Resultatet visade att det skulle vara effektivt och ett ekonomiskt bättre alternativ att ha batterier implementerade i parken.

Enligt Bodecker Partners (2024) leder batterier i anslutning till en sol- eller vindkraftspark till mer effektiv användning av befintlig nätkapacitet. Det bidrar dessutom till ökad stabilitet i tillförd el till elnätet samt mindre volatila elpriser från förnybar energiproduktion. Vidare förklaras att det ökade intresset för batterier vid befintliga anslutningar beror på bristande nätanslutningsmöjligheter, eftersom de medför kortare process och lägre anslutningskostnader jämfört med ”stand-alone” batterier. Ytterligare fördelar med batterier i befintliga anläggningar är effektivare nyttjande av befintlig anslutningspunkt, minskade obalanskostnader och mindre flaskhalsar. Vilket i sin tur leder till en ökad möjlighet att utöka installerad effekt och minska profilkostnader och kannibaliseringseffekten (Bodecker Partners 2024).

Idag är vindkraftsproduktion aktiv på alla stödtjänstmarknader förutom FFR. Hybridparker kan skapa möjlighet för vindkraften att gå med där också (Bodecker Partners 2024).

2.4.3 Roll i att öka leveranssäkerhet

Hybridparker bestående av solenergi, vindkraft och batterilagring kan förbättra leveranssäkerheten i elsystemet genom att bidra med ökad flexibilitet, stabilitet och effektivare nätutnyttjande. Sol- och vindkraft är väderberoende och producerar inte kontinuerlig el, vilket kan leda till obalanser i elnätet. Genom att integrera energilagring i form av batterier kan överskottsel lagras och användas vid senare behov. Detta bidrar till att jämna ut variationer och säkerställa en stabil elförsörjning (Svenska kraftnät 2022).

Beroende på val av batterityp kan batterier i en hybridpark agera på förändringar i elnätet och bidra på stödtjänstmarknader som frekvensreglering och spänningstabilitet (CheckWatt 2024). Detta ökar elnätets motståndskraft mot störningar och förbättrar den övergripande leveranssäkerheten.

Kombinationen av olika energikällor och lagring kan optimera användningen av befintlig infrastruktur (Energiforsk 2025). Detta minskar behovet av kostsamma nätförstärkningar och möjliggör snabbare integration av mer stabil förnybar energi.

2.5 Tidigare forskning och projekt inom hybridparker

För att öka leveranssäkerheten och minska belastningen på europeiska elnätet behöver energiproducerande företag hitta nya sätt att öka leveranssäkerheten. Ett sätt att öka leveranssäkerheten är att kombinera förnybara energikällor i hybridparker. Förnybara energikällor fluktuerar kraftigt, men produktionen varierar från källa till källa, vilket kan resultera i en överlappning som kan öka leveranssäkerheten. Solceller har högre produktion under sommarhalvåret och kompletteras bra med vind och vatten som har högre produktion under vinterhalvåret. Att kombinera dessa kraftkällor skulle alltså kunna öka leveranssäkerheten och påverka energipriserna positivt (Elias Huse 2023).

En rapport från 2018 undersökte en implementering av en hybridpark för att driva en fabrik i Al-Tailah. Med vind- och solkraftverk tillsammans med litiumjonbatterier som energilagringssystem. Resultatet visade att det skulle vara effektivt och ett ekonomiskt bättre alternativ att ha batterier implementerade i parken (Al-Ghussain, H. Ahmed och Haneef 2018).

Enligt en branschrapport av Bodecker Partners (2024) pekar analysen på att hybridisering av förnybara energiparker har stor teknisk och ekonomisk potential, särskilt genom att kombinera sol- och vindkraft med batterilager. Batterier bidrar till ett mer effektivt utnyttjande av befintlig nätkapacitet, ökad stabilitet i elproduktionen, minskande volatilitet i elpriserna och sänker obalans- och profilkostnader för elproducenter. Detta kan i längden ge lägre och mer stabila elkostnader för konsumenter. Vidare förklarar Bodecker Partners (2024) att kostnaderna för storskaliga batterilagringssystem har fallit snabbt med kostnadsminskning på omkring 30% för fördubbling av installerad kapacitet. I Sverige ligger priset på cirka 4 000 000 SEK per megawatt för entimmesbatterier.

Bodecker Partners (2024) förklarar också att i nuläget är utbyggnaden av batterilagring koncentrerad till fristående anläggningar (stand-alone). Parallellt planeras majoriteten av framtida batterikapacitet i anslutning till sol- eller vindparker. Samt att ett hinder för utvecklingen är osäkerheten som finns kring intäktsmodeller, särskilt på den mättade stödtjänstmarknaden. Vindkraftens investerare, ofta strukturella infrastrukturfonder, är generellt mer beroende av förutsägbara intäktsflöden jämfört med den ofta mer riskbenägna solparkssektorn.

Vidare nämner Bodecker Partners (2024) att tekniska och systemmässiga skillnader mellan sol och vind påverkar också hur batterier kan integreras. Solkraften har kortare och mer förutsägbara produktionscykler, vilket gör den väl lämpad för korttidslagring. Vindkraft däremot producerar ofta under längre och mer oförutsägbara perioder, vilket gör att batterier inte lika effektivt kan flytta energi över tid. Dessutom har solparker ofta lägre kapacitetsfaktor än vindparker, vilket innebär att deras nätanslutningar är mindre utnyttjade, något som ger större flexibilitet att ansluta batterier.

En rapport av Prasad et al. (2021) analyserar hur hybridparker med sol, vind och batterilagring kan skapa synergier som minskar intermittens och ökar tillförlitligheten i elproduktionen. I rapporten lyfts sol- och vindkraft som komplementära resurser då de har olika produktionsprofiler som ofta kompletterar varandra både dagligt och säsongsmässigt. I Australien uppnåddes upp till 45% synergiperioder. Vidare förklaras att litiumjonbatterier ökar möjligheten att ladda batterierna effektivt under gynnsamma temperaturförhållanden (10-35°C), vilket förbättrar nyttan av hybridsystemet. Ett fallstudieexempel som nämns i rapporten visade att en hybridpark med dessa tre komponenter kunde uppnå extra intäkter på elmarknaden, inte endast från samproduktionen av vind och sol, utan också via strategisk batteristyrning av litiumjonbatteriet. Forskningen visar att sol-vind-hybridparker med batterier har stor potential att förbättra elproduktionens stabilitet, minska kostnader och öka intäkter genom flexibilitet på elmarknaden. Rapporten lyfte viktiga aspekter att ta hänsyn till,och förklarar att det är de geografiska och klimatrelaterade faktorerna tillsammans med marknaden för det valda systemet som är kritiska, särskilt vid dimensionering och drift.

I Nederländerna har Vattenfall byggt en hybridpark som kombinerar vindkraft, solenergi och batterilagring med en total kapacitet på 60 MW. Parken kan förse cirka 40 000 hushåll med förnybar el (Vattenfall 2022b). Projektet visar hur kombinationen av olika energikällor kan leda till effektivare nätutnyttjande och minskade anslutningskostnader. I Halland har Vattenfall eta-

blerat en annan hybridpark som kombinerar vindkraft och batterier vars syfte är att stabilisera nätet optimalt. Vindparken har en installerad effekt på 36 MW och batteriet, som styrs med avancerade och specifikt utvecklade algoritmer, har en effekt på 30 MW (Vattenfall 2024).

3 Teori

I detta avsnitt presenteras teorin bakom de två kraftslagen och batterilagring. Innehållande ekvationer och begrepp som syftar till rapportens syfte och metod.

3.1 Centrala begrepp och samband i studien

3.1.1 Leveranssäkerhet

Leveranssäkerhet har olika tolkningar. Energimarknadsinspektionen (2025a) förklarar att med leveranssäkerhet menas att hushåll och företag alltid ska få den el de behöver, när de behöver den och utan avbrott. Elnätsföretagen i Sverige rapporterar årligen hur många avbrott som förekommit i deras lokal- och regionnät, så att Ei kan sammanställa hur långa och hur många avbrott som förekommit det föregående året. Detta för att kunna se och analysera vart leveranssäkerheten är bristande och för att kunna förbättra leveransen av el till Sveriges invånare. De årliga rapporterna finns offentligt på Energimarknadsinspektionens hemsida (Energimarknadsinspektionen 2025b).

Svenska kraftnät (SVK), som är systemansvariga för kraftsystemet i Sverige har en egen definition på leveranssäkerhet som lyder: ”Leveranssäkerhet är ett mått på kraftsystemets förmåga att leverera el från producenterna till elanvändarna så att elanvändarna kan använda den mängd el de behöver, när och var de vill använda den” (Svenska Kraftnät 2025). Vidare förklarar SVK att leveranssäkerheten aldrig kan nå 100%, dock behöver den vara tillräckligt hög för att uppfylla samhällets krav. Begreppet kan delas upp i en kortsiktig och en långsiktig tidsupplösning. På kort sikt påverkas leveranssäkerheten av variationer i tillräcklighet, vilket syftar till hur mycket elproduktion och överföringskapacitet som faktiskt är tillgänglig i varje stund. Eftersom ingen komponent i kraftsystemet är tillgänglig 100% av tiden, på grund av exempelvis planerat underhåll, fel eller haverier, krävs en viss överkapacitet för att hantera störningar och avbrott. Även faktorer som väder (som påverkar förnybar produktion) och elpriser (som kan styra produktion och konsumtion) spelar roll. I framtidens elsystem förväntas dessutom efterfrågeflexibilitet, alltså användarnas förmåga att anpassa sin elanvändning, bli en nyckelfaktor för att upprätthålla kortsiktig leveranssäkerhet (Svenska Kraftnät 2025). På längre sikt påverkas leveranssäkerheten av strukturella förändringar i kraftsystemet, såsom ökad elektrifiering, förändrade förbrukningsmönster och en övergång till väderberoende energikällor som sol- och vindkraft. Dessa förändringar kan öka risken för att elsystemet inte alltid kan leverera den el som efterfrågas, särskilt under perioder med låg produktion och hög belastning. När överföringskapaciteten inte räcker till mellan exempelvis elområden, städer eller industrietableringar, måste tillräckligheten öka (Svenska Kraftnät 2025). Detta kan ske antingen genom att:

- bygga ut elnätet (vilket ofta tar lång tid på grund av tillståndsprocesser och investeringar), eller
- öka den lokala elproduktionen, till exempel genom hybridparker eller lagringstekniker.

3.1.2 Pearsons korrelationskoefficient

Pearson korrelationskoefficienten mäter det linjära sambandet mellan två dataserier (x och y), alltså hur bra datapunkterna följer en rät linje. Korrelationskoefficienten varierar mellan -1 och +1, där ett värde på 0 innebär ingen korrelation. Värden på -1 och +1 innebär exakt linjärt samband. Positiva korrelationer innebär att när x ökar, ökar även y och vice versa. Negativa värden indikerar att när x ökar, minskar y. Funktionen utför dessutom ett test av nollhypotesen

att fördelningarna som ligger till grund för sambandet är okorrelerade och normalfördelade. P-värdet indikerar (grovt) sannolikheten att sambandet är ett resultat av slumpen eller inte. Ett mycket lågt värde innebär att korrelationen inte är ett resultat av slumpen, medan högre värden indikerar ett mer slumpmässigt samband (The SciPy community 2025). Korrelationen är beräknad enligt ekvation 1 nedan:

$$r = \frac{\sum(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x_i - \bar{x})^2 \sum(y_i - \bar{y})^2}} \tag{1}$$

där x_i och y_i är datapunkter i dataserierna och $\bar{x}$ och $\bar{y}$ är medelvärdena av respektive serie.

I denna rapport har funktionen `pearsonr()` från `scipy.stats`-biblioteket använts för att beräkna korrelationskoefficienten mellan sol- och vindproduktion och testat om sambandet är statistiskt signifikant.

3.1.3 EMS-batteristyrning

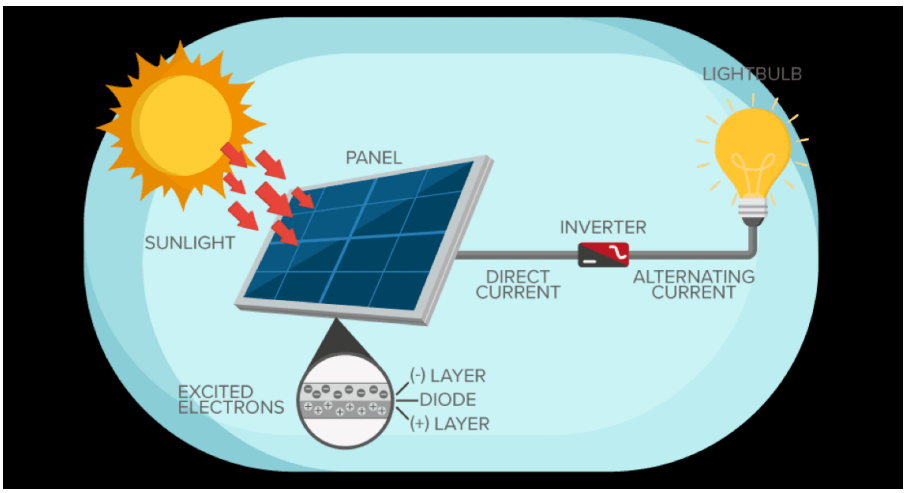
Ett Energy Management System (EMS) är ett system bestående av mjukvara och hårdvara som kombinerar, optimerar och styr energiflöden mellan olika energikällor och användare (gridX 2025). EMS används för hushåll, fastigheter, industri och samhällen för att öka kostnadseffektivitet, leveranssäkerhet och hållbarhet (gridX 2025). Ett EMS samlar in data för att sedan analysera och visualisera energiförbrukning och produktion. Sedan optimeras styrningen genom algoritmer som kan ta hänsyn till exempelvis elpriser, väderprognoser, användarbeteenden och nätbegränsningar. Slutligen automatiseras beslutet, om batteriet ska laddas upp eller ur eller när el ska köpas eller säljas till elnätet (gridX 2025). Detta är endast ett exempel på EMS.

3.2 Solkrafts teori

3.2.1 Tekniska egenskaper

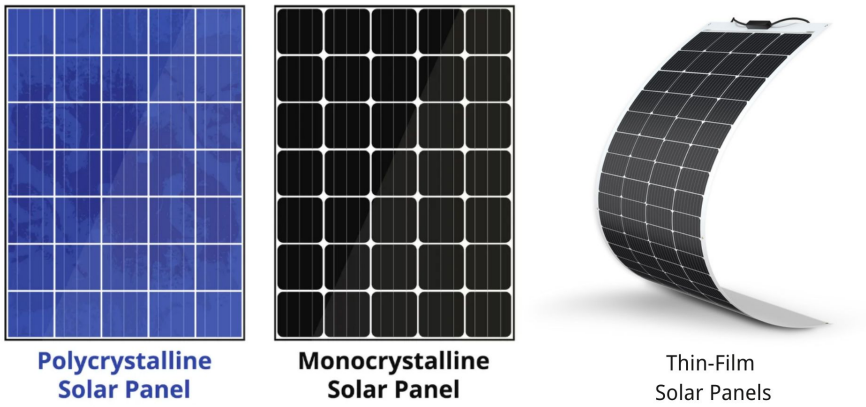
Grunden till energi från solen är energiinehållet i solen ljusstrålar och dess intensitet när de når jorden. Solinstrålningen når jordens yta med en maximal flödestäthet på 1000 W/m^2, inom ett intervall för våglängder mellan 0,3 och 2,5 μm (Guney 2016). Solceller omvandlar solljus direkt till elektricitet utan några rörliga komponenter eller generatorer. När ljus lyser på solcellen genereras både ström och spänning, vilket tillsammans skapar elektriskt effekt. Denna process kräver ett material där ljusabsorbtionen lyfter en elektron till en högre energinivå, dvs elektronen exciteras, samt att denna elektron med högre energi rör sig från solcellen till en yttre krets där energin avges och elektronen återvänder tillbaka till solcellen (C.B. Honsberg 2019). Solceller är uppbyggda av ett tunt lager halvledarmaterial, oftast kisel, som fångar upp solens energi från solstrålarna. När de träffar solcellen skapas en elektrisk spänning mellan cellens fram- och baksida. Genom att koppla ihop sidorna via en ledning så börjar elektroner att röra sig, vilket ger upphov till en elektrisk ström. För att få högre spänning kan flera solceller kopplas ihop i serie, medan en parallellkoppling mellan celler ökar strömmen. På så sätt kan solceller anpassas efter aktuellt energibehov (Naturskyddsföreningen 2021; Starrin 2019).

Det finns flera olika material och metoder som teoretiskt sett kan uppfylla kraven för fotovoltaisk energiomvandling, men i praktiken använder nästan all sådan omvandling halvledarmaterial i form av en PN-övergång (C.B. Honsberg 2019). De vanligaste typerna av solceller är monokristallina, polykristallina och tunnfilmssolceller där de två förstnämnda typerna är av kisel och dominerar marknaden i Sverige (Emma Dahl 2020). Monokristallina solceller har generellt högre verkningsgrad och är mer effektiva på mindre ytor, medan polykristallina solceller är billigare att producera (Emma Dahl 2020). Verkningsgraden för kiselsolceller är mellan



Figur 6: *Översiktligt hur en solcell fungerar (Martin 2019).*

15-22%. Utöver kiselsolceller används också andra material som kadmiumtellurid (CdTe) och CIGS (koppar, indium, gallium och selen) som är tunnfilmssolceller (Mertens 2019).



Figur 7: *Olika typer av solceller (Renogy 2024).*

Effektberäkning från solceller beräknas med hjälp av formel 2 (Mertens 2019).

$$P = E_{STC} \cdot A \cdot \eta \tag{2}$$

Där P är effekten, E_{STC} är solinstrålningen under standardtestförhållanden, vilket innebär en luftmassa på 1,5AM [-], en temperatur på 25 °C och solinstrålning på 1 000 W/m^2. A är solcellens area i m^2 och η är verkningsgraden. AM 1,5 står för Air Mass 1,5 och representerar solspektrumet vid en specifik atmosfärisk sträckning.

Verkningsgraden på en solcell är en avgörande parameter då den har stor betydelse för både energiproduktionens effektivitet och den ekonomiska lönsamheten. Solcellers verkningsgrad varierar beroende på teknik och tillverkare. Monokristallina solceller har högst verkningsgrad på cirka 15-22% medan polykristallina solceller har en verkningsgrad på cirka 15-17% (E.ON 2024). Verkningsgraden för en solcell beräknas enligt ekvation 3. Typ av solcell, solcellernas ålder och solcellernas temperatur är några faktorer som påverkar en solcells verkningsgrad (HemSol 2024).

$$\eta = \frac{P_{ut}}{P_{in}} = \frac{V_{OC} \cdot I_{SC} \cdot FF}{P_{in}} \tag{3}$$

Alla elektriska komponenter slits med tiden och solcellers maxeffekt likaså, hur stor denna minskning är anges av degrederingstakten, som ligger runt 0,3-1% per år (Eijderlo 2023). Degrederingstakten påskyndas av extrem kyla och hetta och utifrån degrederingstakten lämnar leverantörer en effektgaranti som försäkrar att solcellers effekt inte minskar mer än 10-20% av sin maxeffekt på sin livslängd på 25-30 år (Eijderlo 2023).

3.2.2 Solkraft och elnät

Intermittenta energikällor påverkar kapacitetsbristen när de ska integreras i elnätet. Detta på grund av att deras produktionen ökar medan den planerbara produktionen minskar (Regeringskansliet 2024a). Svenska kraftnät har dessutom varnat för att en ökande andel väderberoende produktion ökar risken för effektbrist i elnätet (Tidningen Näringslivet 2024). Tidigare nätplanerare har underskattat hur snabb utbyggnaden av förnybar elproduktion har varit, framför allt vind- och solkraft, därför blir väntetiden längre och många projekt fastnar i anslutningsköer (SNS – Studieförbundet Näringsliv och Samhälle 2024).

3.3 Vindkrafts teori

3.3.1 Tekniska och ekonomiska faktorer

Ett vindkraftverk omvandlar delar av energin som finns i vinden till elektrisk energi. Rotorbladen, formade som en propeller, på ett vindkraftverk drivs runt av vinden när det blåser. Rotorbladen driver runt en axel där rotorn sitter. Rotorn är sedan kopplad till en generator som omvandlar rörelseenergin till elektrisk energi. Eftersom rotorn roterar långsamt placeras en växellåda mellan axeln och generatorn för att få ett jämnt varvtal. Vindkraftverk är kopplade till elnätet och levererar el i drift, alltså så länge de snurrar (Naturvårdsverket 2025). Det finns en annan teknik för vinturbiner, Direct Drive (växellös), som inte innehåller en växellåda, utan rotoraxeln är direkt kopplad till generatorn.Tekniker använder generatorer med låg varvtal, ofta permanentmagneter, vilket resulterar i en hög verkningsgrad vid svag vind, även om rotationshastigheten är lägre (Directory 2025).

Ett mått på ett vindkraftverks prestanda är kapacitetsfaktorn, som innebär en beskrivning av elproduktionen i ett vindkraftverk genom att ange hur stor andel av tiden som vindkraftverket producerar full effekt (Power Väst 2025a; Anna Lejestrand 2023; Naturvårdsverket 2025). Se ekvation 4 som beskriver hur kapacitetsfaktorn beräknas (Vindenergi 2024).

$$\text{Kapacitetsfaktor} = \frac{\text{Bidrag från resurs under en viss tidsperiod}}{\text{Installerad kapacitet under en viss tidsperiod}} \tag{4}$$

Faktorer som påverkar kapacitetsfaktorn är (Vindenergi 2024):

- Vindhastighet: geografisk placering, navhöjd, väder och säsongseffekter.
- Teknik: val av turbin samt teknikutveckling och torn.
- Driftförhållanden: drifttid/stilleståndstid, planerad och oplanerade underhåll, begränsningar i nätkapaciteten, isbildning och avisning och nedreglering.

För landbaserad vindkraft ligger kapacitetsfaktorn mellan 28-40% och runt 50% för havsbaserad (Anna Lejestrand 2023). En annan viktig teknisk parameter är verkningsgraden som beskriver hur mycket av vinden energi som utnyttjas. För moderna vindkraftverk ligger verkningsgraden mellan 40-50% (Naturvårdsverket 2025). Verkningsgraden kan ökas, ju större vindkraftverket är. För att beräkna effekten, P, från ett vindkraftverk används formel 5 (Kalmikov 2017). Där ρ är densiteten på vindflödet, A är tvärsnittsarean som rotorbladen bildar och U är vindhastigheten.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot U^3 \tag{5}$$

Se tabell 3 för teknikutvecklingen för vindkraft från 2010 till 2030.

Tabell 3: *Teknikutveckling för vindkraften (Svensk Vindenergi 2025b).*

	2010	2015	2020	2025	2030	**2025 (offshore)**
MW/turbin	2,00	3,00	4,20	6,50	8,00	**15,00**
Kapacitetsfaktor	25%	26%	37%	40%	45%	**50%**
MWh/turbin	4 380	6 833	13 613	22 776	31 536	**65 700**
Totalhöjd [m]	130	150	200	240	260	**250**
Rotordiameter [m]	80	100	140	170	200	**220**
Navhöjd [m]	90	100	130	155	160	**140**
Svepyta [m^2]	5 024	7 850	15 386	22 687	31 400	**37 994**
LCOE [öre/kWh]	ca 50	ca 40	ca 35	ca 30	ca 25	**ca 40**

Vindkraft är ett kapitalintensivt energislag med de största kostnaderna i investeringar jämfört med i drift. Enligt Energimyndighetens analys är den totala investeringskostnaden för landbaserad vindkraft cirka 12,8 miljoner kronor per installerad megawatt. Av denna kostnad utgör turbinkostnaden den största andelen på omkring 65-84% av totala kostnaden (Energimyndigheten 2016). Vidare förklarar Energimyndigheten Energimyndigheten (2016) att drift- och underhållskostnaderna låg på cirka 0,148 kronor per kilowattimme, beloppet inkluderar kostnader för serviceavtal, markarrende, försäkringar och skatter, och utgör cirka 25-30% av den totala produktionskostnaden.

Kostnaderna för vindkraft har sjunkit kraftigt under de senaste åren, tack vare den kontinuerliga teknikutvecklingen, större turbiner, högre torn och bättre parkoptimering. Dessutom har driftkostnaderna minskat som följd av ökad konkurrens och stordriftsfördelar, alltså att genomsnittskostnaden minskar för att producera el när produktionen ökar (Energimyndigheten 2016). Vidare förklarar rapporten att intäkterna från elförsäljning av vindkraft i Sverige ligger runt 0,40 kronor per kilowattimme, vilket innebär att projekten som är mest kostnadseffektiva också är de som är ekonomiskt hållbara.

Regeringens budgetproposition för 2025 innehåller flertalet åtgärder som påverkar de ekonomiska förutsättningarna för vindkraft i Sverige. Ett inslag med stor betydelse är införandet av ekonomiskt stöd till kommuner som inför vindkraftsetableringar. För 2025 föreslås 340 miljoner kronor och totalt 1,1 miljarder kronor fram till 2027, med syfte att öka det kommunala intresset för ny vindkraft då det kommunala vetot har en fortsatt stor betydelse för utbyggnad (Svensk Vindenergi 2024b). En modell för intäktsdelning föreslås också, i syfte om att öka lokal acceptans för vindkraftverk. Enligt Svensk Vindenergi Svensk Vindenergi (2024b) bör dock denna

delning begränsas till högst två procent då ett för högt krav kan öka kostnader för utbyggnaden och minska investeringsviljan.

3.4 Batteri teori

3.4.1 LFP-batteri

I denna rapport har ett LFP-batteri valts som batterityp, därför presenteras en djupare bakgrund om batteritypen här nedan. Typen valdes på grund av att batteriet har låg intern resistans, det tål hög ström och har en hög termisk stabilitet.

LFP-batterier är en batterityp baserad på en cellkemi med litium, järn och fosfat. Upptäcktes 1996 på Texas universitet tillsammans med andra forskargrupper. Litiumjärnfosfat ($LiFePO_4$) har en bra elektrokemisk prestanda med låg intern resistans på grund av katodmaterial i nanoskala. De största fördelarna med denna typ av batteri är att batterierna tål hög ström och har en lång livslängd, räknat i antalet cykler (IRENA 2020). Ytterligare fördelar är god termisk stabilitet, ökad säkerhet och tolerans mot felaktig användning (Battery University 2023). Till skillnad från andra litiumjonbatterier är LFP-batterier mer tåligt att hållas i ett fulladdat tillstånd och påverkas mindre av hög spänning under längre tid. En nackdel med batteriet är att den nominella spänningen är i genomsnitt lägre, runt cirka 3,2 V per cell, vilket leder till att den specifika energin blir lägre jämfört med litiumjonceller med kobolt. Likt andra batterier försämras prestandan vid låga temperaturer och lagring vid förhöjd temperatur förkortar livslängden för LFP-batterier. Batteritypen har dessutom något högre självurladdning än andra litiumbatterier, vilket kan leda till problem med cellbalansering medan batteriet åldras (Battery University 2023). Detta går att motverka med hjälp av högkvalitativa celler och/eller avancerad styr- och balanseringselektronik, dock medför det högre kostnader (Battery University 2023). International Renewable Energy Agency IRENA (2020) nämner dessutom att LFP-batterier är billigare än andra litiumjonbatterityper samt att de kan marknadsföras som ”naturligt säkra” på grund av sin termiska stabilitet. LFP-batterier innehåller varken nickel eller kobolt utan tillverkas från vanliga, giftfria och billiga material som järn och fosfor (Zhao et al. 2024; EcoTree Lithium 2023). LFP-batterier har sedan sin uppkomst 1996 utvecklats till en av de mest lämpliga teknikerna för hög prestanda och kostnadseffektiva produktion och tillverkas idag kommersiellt i stor skala (Aktaş och Kirçiçek 2021).

3.4.2 Tekniska egenskaper hos LFP-batterier

LFP-batterier har en verkningsgrad på >95% (IRENA 2020). Verkningsgraden anger hur effektivt batteriet laddas upp. Ett LFP-batteri har en hög C-rate på cirka 1C-2C (Zhao et al. 2024). C-rate eller C-tal anger hur snabbt ett batteri kan laddas upp eller ur i förhållande till dess maximala kapacitet. Det är ett normaliserat mått på strömmen jämfört med batteriets kapacitet. Exempelvis betyder ett C-tal på 1C att hela batteriets kapacitet kan laddas upp eller ur på en timme. DoD - Depth of discharge för ett LFP-batteri ligger på 80-98% (IRENA 2020; EcoTree Lithium 2023). DoD, eller urladdningsdjup, anger hur stor andel av batteriets kapacitet som har använts vid ett visst tillfälle. Det uttrycks i procent av batteriets kapacitet. Om ett batteri med en kapacitet på 100 kWh har laddats ut med 30 kWh är DoD 30%. LFP-batterier har en livslängd upp till 10 000 cykler (IRENA 2020; EcoTree Lithium 2023). En cykel beräknas genom att batteriet laddas upp helt till sin maximala gräns och sedan ut igen. Ett LFP-batteri har hög termisk stabilitet och låg risk för termisk rusning (Zhao et al. 2024; IRENA 2020; EcoTree Lithium 2023). Vilket gör LFP-batteri till ett säkert val vid batterilagring. Batteriers SoC, state-of-charge, är ett begrepp som beskriver hur pass uppladdat ett batteri är, i procent. Kostnaden för LFP-batterier har minskat de senaste åren (IRENA 2020) och framtida progno-

ser indikerar att de ska fortsätta minska från dagens 3 000 sek/kWh till 2 000 sek/kWh till år 2030 (IRENA 2020). Self-discharge för ett LFP-batteri är lågt, $< 3\%$ per månad (Zhao et al. 2024). Self-discharge rate är ett begrepp som beskriver hur ett batteri förlorar dess lagrade energi över tid, utan att urladdning sker, det är vanligtvis mätt i % per timme. LFP-batterier har en temperatur skala mellan -20°C till 60°C, vilket betyder att de endast kan laddas upp och ur effektivt mellan dessa temperaturer (EcoTree Lithium 2023; Aktaş och Kirçiçek 2021).

3.4.3 Fördelar och begränsningar i elnätet

Batterier kan placeras på olika sätt utifrån nytta och egenskaper, exempelvis bakom mätaren för ökad egenanvändning och kapade effekttoppar, frikopplad för mikronät och ödrift, optimerad med smarta driftstrategier och nätansluten för nätkapacitet och stödtjänster (CheckWatt 2024). Nätanslutna batterilager kan placeras på flera platser i kraftsystemet: i transmissionsnätet, i distributionsnätet, i anslutning till produktion eller hos konsumenten. Beroende på vart de placeras och styrning kan batterier bidra till olika ändamål (CheckWatt 2024). Batterier kan användas för olika syften i elnätet. Stödtjänster används för att se till att elnätet i Sverige är i balans utifrån skillnaden på produktion och konsumtion. I det nordiska synkronområdet är en frekvens på 50 Hz en perfekt balans, om det produceras mer än det förbrukas ökar frekvensen och tvärtom om konsumtionen är högre än produktionen (Svenska Kraftnät 2024). För att behålla frekvensen på 50 Hz köper Svenska kraftnät stödtjänster från elmarknaden för att stabilisera frekvensen under året. En ägaren av batterier kan bidra med stödtjänster genom att vara underleverantör till en BSP (leverantör av balanstjänster) som i sin tur stöttar Svenska Kraftnät med balanseringen (Svenska Kraftnät 2024).

Batterier kan agera som reservkraft vid nätavbrott, vilket möjliggör drift i mikronät och därmed säkerställer elförsörjning till kritiska samhällsfunktioner. Detta resulterar i en ökad leveranssäkerhet (Power Circle u.å.).

En begränsning med batterier är att batterier inte är ekonomisk hållbara ensamma, utan det krävs att de används till flera tjänster samtidigt, exempelvis kombinera lokal energilagring och deltagande i stödtjänstmarknaden (Power Circle u.å.). I dagsläget är elnätsbolag begränsade i med att äga och driva batterilager, vilket försvårar integrationen av batterilager i elnätet (Anna Wolf 2020).

4 Metod

I detta avsnitt beskrivs den metodik som använts för att undersöka hur en hybridpark bestående av vindkraft, solkraft och batterilagring kan förbättra leveranssäkerheten i ett lokalt område i elområde SE3. Metodiken innehåller definition av leveranssäkerhet, insamling och bearbetning av produktions- och konsumtionsdata, stegvis utbyggnad av produktionssystemet (vind → vind + sol → vind + sol+ batteri), samt simulering av två olika batteristrategier: en täckningsoptimerad och en elprisoptimerad. Med hjälp av Python-modeller har täckningsgrad, systemkostnader och energiflöden beräknats för olika konfigurationer, med särskilt fokus på att identifiera kostnadseffektiva lösningar för att uppnå 99%, 90% respektive 80% täckningsgrad.

4.1 Definition av leveranssäkerhet

I denna rapport är definitionen av leveranssäkerhet baserad på Svenska Kraftnäts definition. I detta arbete definieras leveranssäkerheten som andelen av det lokala elbehovet som täcks av den lokala produktionen från hybridparken under ett givet tidsintervall inom ett stängt system. Leveranssäkerheten mäts i två procentuella täckningsgrader. En som anger hur många timmar på det givna tidsintervallet hybridparken kan täcka elbehovet och en som anger hur stor andel energivolym som täcks av elbehovet, sett över ett år. Se ekvationerna 6 och 7 nedan. Det undersökta året är 2024, där skottdagen är borttagen för att möjliggöra en jämförelse mellan år, se senare avsnitt om datainsamling.

$$\text{täckningsgrad}_{timmar} = \frac{\text{antalet täckta timmar på ett år}}{\text{antalet timmar på ett år}} \tag{6}$$

$$\text{täckningsgrad}_{energi} = \frac{\text{täckt energivolym [kWh]}}{\text{totalt energibehov [kWh]}} \tag{7}$$

4.2 Datainsamling, datahantering och dataanalys

Data över elproduktionen från vind- och solkraft under 2024 har erhållits från två olika företag verksamma i elområde SE3. Vindkraftsparken var under januari, och en bit in i februari 2024, avstängd på grund av sekretessbelagda anledningar. Därför har produktionsdata för januari 2025 använts istället för januari 2024 för att representera riktig data. Vindkraftsparken och solcellsparken är belägna med ett avstånd på cirka fem mil från varandra och representerar verkliga produktionsprofiler från 2024. På grund av sekretess markeras inte anläggningarna ut på kartan för elområdena i Sverige i figur 8 nedan.

Figur 8: *Karta över Sveriges elområden (Fortum 2025b).*

Konsumtionsdata för el kommer från ett elnätsföretag i elområde SE3 och representerar en verklig konsumtionsprofil i hela det lokala elnätet från 2024. På grund av sekretess namnges inte elnätsföretaget. Elpriset i denna rapport är nedladdad från Nord Pools hemsida för 2024 (Nord Pool 2025). De tre dataserierna har omvandlats till timvis upplösning för 8 760 timmar under 2024, där skottdagen är borttagen. Skottdagen består av 24 timmar, av 8 784 timmar på ett skottår motsvarar det 0,3 %. Tidsserierna har sedan analyserats med avseende på produktion- och konsumtionsmönster, variation och korrelation. Produktionsdata för vind- och solkraft har skalats ner linjärt till en installerad effekt på 1 MW vardera, i syfte att möjliggöra jämförelse mellan teknikvalen och underlätta optimering. Därefter har olika kombinationer av de två teknikerna modellerats stegvis för att identifiera vilka konfigurationer som uppfyller specifika mål för täckningsgraden inom det stängda systemet. Den installerade effekten av sol- och vindkraft har varierats från 0-10 MW vardera. Konsumtionsdatan har skalats ner till ett värde på 3 000 MWh totalt över året och motsvarar en profil för ett lokalt elnät med hushåll, verksamheter och industri.

4.3 Pearson korrelationskoefficient

För att kvantitativt analysera samvariationen mellan vind- och solproduktion beräknades Pearsons korrelationskoefficient mellan de två tidsserierna för produktion. Vind- och solproduktionen normaliserade till en installerad effekt på 1 MW vardera. Beräkningen genomfördes i Python med hjälp av funktionen `pearsonr()` från `scipy.stats`-biblioteket, vilket returnerar både korrelationskoefficienten r och ett p-värde för signifikans. Analysen utfördes först på timvis data över ett helt år, alltså 8 760 datapunkter för vardera dataserie och sedan på de månadsvisa

värdena, alltså 12 datapunkter.

4.4 Batterimodell

I denna rapport har två typer av batteristyrning utvecklats, se avsnitt 4.4.1 och 4.4.2, och implementerats i Python för att analysera hur energilagring i form av litiumjärnfosfat batterier kan påverka leveranssäkerheten och den ekonomiska nyttan i en hybridpark. Båda modellerna tar hänsyn till verkningsgrad, självurladdning, state-of-charge (SoC), samt begränsningar i laddnings- och urladdningshastighet. Batteriets kapacitet varierades mellan 1-100 MWh för analysen av kombinationer som uppnår 80, 90 och 99% täckningsgrad. I simuleringarna har något lägre värden för verkningsgrad samt maximal laddnings- och urladdningseffekt använts jämfört med vad som anges i litteraturen i avsnitt 3.4.2. Detta val har gjorts för att introducera en säkerhetsmarginal och ge mer ”worst-case” uppskattningar av täckningsgrad och prestanda. Syftet är att inte överskatta batteriets bidrag till leveranssäkerheten, utan snarare utvärdera systemets pålitlighet även vid ogynnsamma antaganden. De parametrar som valdes för batteristyrningsmodellerna presenteras i tabell 4 nedan.

Tabell 4: *Valda parametrar för kostnadsoptimeringen i Python.*

Parameter	**Värde**
B	$1{,}0 \leq B \leq 10{,}1$ [MW]
C-rate	0,5C
C_{batt}	3 000 000 kr/MWh
C_{sol}	8 830 000 kr/MW
C_{vind}	15 000 000 kr/MW
DoD	70%
Max SoC	90%
Min SoC	20%
S	$0{,}5 \leq S \leq 2{,}1$ [MW]
Self discharge (λ)	0,0021%/timme
Start SoC	20%
Verkningsgrad (η)	90%
W	$1{,}0 \leq W \leq 3{,}1$ [MW]

4.4.1 Batteristyrning för att maximera täckningsgrad

Den första styrmodellen har som syfte att maximera täckningsgraden, det vill säga andelen timmar under året så elbehovet i det lokala området kan mötas helt med lokal produktion och lagring. Algoritmen prioriterar att ladda batteriet när ett produktionsöverskott uppstår, för att sedan använda lagrad energi vid produktionsunderskott. Varje timme beräknas aktuell laddning eller urladdning utifrån batteriets nuvarande SoC, tekniska begränsningar och efterfrågan på el. Resultaten inkluderar procentuell andel timmar samt energi där behovet täcks av hybridparken, totalt över- och underskott i kWh, medelelpriset för timmarna vid underskott, förlusten för hybridparken utifrån de timmar som inte täcks i SEK samt antalet cykler för batteriet på ett år. Se avsnitt 4.7, figur 9 för visuell presentation av modellen.

4.4.2 Batteristyrning för att minska elkostnader

Den andra styrmodellen optimerar laddning och urladdning med hänsyn till elpriset i elområde SE3 under 2024. Batteriet laddas endast under timmar då elpriset är lågt ($\leq$ 0,30 kr/kWh) och urladdas under timmar med högt pris ($\geq$ 0,60 kr/kWh). Denna strategi syftar till att

minska elkostnader och skapa ekonomiska intäkter genom prisstyrd energilagring, snarare än att maximera täckningsgraden. För varje timme beräknas den potentiella vinsten av att täcka lokal konsumtion med lagrad el. Resultaten inkluderar värde av täckt konsumtion i SEK, förlusten för hybridparken utifrån de timmar som inte täcks i SEK, täckningsgraden, cykler för batteriet på ett år samt underskott per elprisintervall. Se avsnitt 4.7, figur 10 för visuell presentation av modellen.

4.5 Val av fall för fördjupad analys

För att studera överskott, underskott och täckningsgrad i detalj har två specifika systemkombinationer valts ut: en som uppnår 80% täckningsgrad (2 MW vind, 1 MW sol och 2 MWh batteri) och en som når 90% täckningsgrad (3 MW vind, 1 MW sol och 8 MWh batteri). Dessa val grundar sig på att de representerar de mest kostnadseffektiva lösningarna inom respektive täckningsnivå enligt simuleringsresultaten, inte kostnadsoptimeringen, där investeringskostnaden uppskattats utifrån installerad effekt och lagringskapacitet. En täckningsgrad på 100% är bäst men orealistiskt då det kräver stora energiresurser, främst plats och material, samt höga kostnader för investering som inte anses vara ekonomiskt lönsamt. Kostnadsoptimeringen valdes inte som kombination på grund av att det är komplicerat att få en installerad effekt för sol- och vindkraft med rätt decimaler. Valet av endast två fall motiveras också av projektets tidsram och omfattning. En detaljerad analys av samtliga kombinationer hade varit alltför tidskrävande, och därför fokuseras analysen på två representativa exempel som visar hur systemets täckningsgrad förändras med ökade investeringar i lagring och produktion.

4.6 Matematisk modell för kostnadsoptimering

För att hitta vilka kombinationer som uppfyller 80% respektive 90% täckningsgrad till lägsta investeringskostnad utfördes en optimeringssimulering i Python. För att beräkna täckningsgrad och totalkostnad för olika systemkonfigurationer har följande ekvationer använts:

Producerad effekt per timme
Den totala elproduktionen från sol- och vindkraft vid varje tidpunkt t beräknas genom att multiplicera den installerade effekt per normerad (1 MW installerad) produktionsdata:

$$P_{\text{sol}}(t) = S \cdot P_{\text{sol_bas}}(t) \tag{8}$$

$$P_{\text{vind}}(t) = W \cdot P_{\text{vind_bas}}(t) \tag{9}$$

$$P_{\text{tot}}(t) = P_{\text{sol}}(t) + P_{\text{vind}}(t) \tag{10}$$

där S och W är installerad effekt för sol- och vindkraft (i MW). $P_{sol,bas}(t)$ och $P_{vind,bas}(t)$ är normerad sol- och vindproduktion (installerad effekt på 1 MW).

Nettoeffekt
Skillnaden mellan produktion och konsumtion definieras som:

$$P_{\text{netto}}(t) = P_{\text{tot}}(t) - K(t) \tag{11}$$

där $K(t)$ är elbehovet (konsumtion) vid tidpunkt t (i kWh). Om $P_{netto}(t)$ är positiv finns det ett överskott och om det är negativt finns det ett underskott. Om $P_{netto}(t)$ är lika med noll uppdateras under- och överskottet.

Batteriets laddning och urladdning
Batteriet används för att jämna ut skillnaden mellan produktion och konsumtion:

Vid överskott (produktion > konsumtion):

$$E_{\text{ladd}}(t) = \min\left(P_{\text{netto}}(t),\ P_{\text{max_ladd}},\ E_{\text{max}} - E_{\text{SoC}}(t)\right) \cdot \eta \tag{12}$$

$E_{ladd}(t)$ är den energi som laddas in i batteriet vid överskott och den begränsas av tillgängligt överskott ($P_{netto}(t)$), maximal laddningshastighet (P_{max_ladd},) utrymme i batteriet den timmen ($E_{max} - E_{SoC}(t)$) och verkningsgraden på 90% (η). Exempelvis om produktionen är högre än konsumtionen en timme, beräknas nettoeffekten enligt ekvation (11) och det som blir kvar efter konsumtionen har täckts, laddas upp i batteriet, om det finns plats. Antingen kan batteriet laddas upp till maxkapacitet eller med överskottet om det är mindre. E_{max} är den maximala energin batteriet kan lagra under en timme och definieras som:

$$E_{\text{max}} = B \cdot \text{SoC}_{\text{max}} = B \cdot 0,90 \tag{13}$$

där B är batterikapaciteten. $E_{SoC}(t)$ är den mängd energi som finns i batteriet vid timme t och definieras som:

$$E_{SoC}(t) = B \cdot SoC(t) \tag{14}$$

Vid underskott (produktion $\leq$ konsumtion):

$$E_{\text{urladd}}(t) = \min\left(-P_{\text{netto}}(t),\ P_{\text{max_urladd}},\ E_{\text{SoC}}(t) - E_{\text{min}}\right) \tag{15}$$

$E_{urladd}(t)$ är den energi som laddas ur batteriet vid underskott och den begränsas av hur mycket energi som saknas för att täcka behovet ($P_{netto}(t)$), maximal urladdningseffekt (P_{max_urladd}) och tillgänglig energi i batteriet ($E_{SoC}(t) - E_{min}$). Exempelvis om produktionen är mindre än konsumtionen en timme, beräknas nettoeffekten enligt ekvation (11) och det som inte täcks av produktionen kan täckas av batteriet, om det finns lagrad energi tillgängligt sen innan. Antingen laddas batteriet ur helt eller så mycket som krävs för att täcka elbehovet den timmen. E_{min} är den minsta möjliga energin batteriet kan lagra under en timme och definieras som:

$$E_{\text{min}} = B \cdot \text{SoC}_{\text{min}} = B \cdot 0,20 \tag{16}$$

där B är batterikapaciteten.

Batteriets energinivå uppdateras varje timme enligt:

$$E_{\text{SoC}}(t+1) = E_{\text{SoC}}(t) + E_{\text{ladd}}(t) - E_{\text{urladd}}(t) - E_{\text{SoC}}(t) \cdot \lambda \tag{17}$$

Batterinivån uppdateras genom laddning, urladdning och självurladdning λ, för att se hur mycket tillgänglig energi det finns tillgängligt varje timme. E_{max} och E_{min} anger batteriets max- och minnivå baserat på state-of-charge (SoC) och total kapacitet B där λ är självurladdning per timme.

Täckningsgrad

Antal timmar då hela behovet täcks av produktion och/eller batteri:

$$\text{Täckningsgrad} = \frac{N_{\text{täckt}}}{8760} \cdot 100 \tag{18}$$

Andelen timmar under året (av totalt 8 760) där konsumtionen är helt täckt av produktion och/eller batteri.

Kostnadsfunktion
Ekvation (19) beräknar investeringskostnaden för varje kombination av sol-, vind- och batterikapacitet:

$$C_{\text{total}} = C_{\text{sol}} \cdot S + C_{\text{vind}} \cdot W + C_{\text{batt}} \cdot B \tag{19}$$

S, W och B varieras mellan olika intervall för att hitta det lägsta värdet på C_{total}, där:

- C_{sol} = kostnad per installerad MW solkraft
- C_{vind} = kostnad per installerad MW vindkraft
- C_{batt} = kostnad per installerad MWh batterilagring

Investeringskostnaderna för vind- och solkraft samt batterilager baserades på rapporter från Oller Westerberg och Lindahl (2024), CheckWatt (2024) och Energimyndigheten (2016). Intervallen valdes utifrån dataanalysen och de fall som uppnådde en täckningsgrad på 80% respektive 90%, se avsnitt 4.5. Intervallen som valdes:

$$0{,}5 \leq S \leq 2{,}1 \text{ med en steglängd på } 0{,}05$$

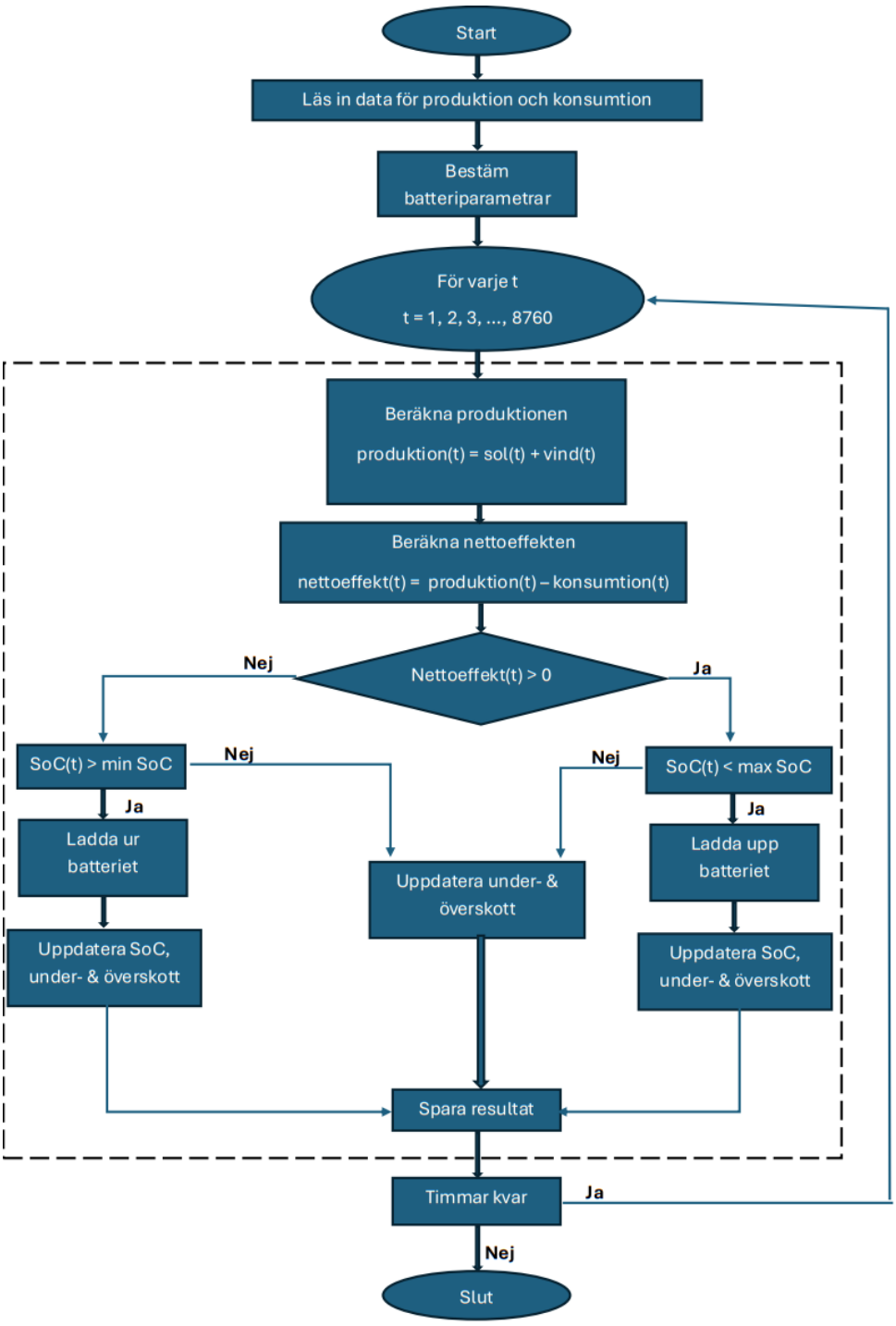
$$1{,}0 \leq W \leq 3{,}1 \text{ med en steglängd på } 0{,}05$$

$$1{,}0 \leq B \leq 10{,}1 \text{ med en steglängd på } 0{,}25$$

Batteristyrningsmodellen som användes i kostnadsoptimeringen är densamma som styrningsmodellen med fokus på att maximera täckningsgraden, se avsnitt 4.4.1 och följer samma flowchart (figur 9). Batteristyrningsmodellen beräknades för varje kombination i de valda intervallen för att sedan beräkna totala investeringskostnaderna för varje testad kombination. De lägsta möjliga lösningarna för 80% respektive 90% täckningsgrad togs fram. Alla parametrar som användes i kostnadsoptimeringen och dess värden presenteras i tabell 4.
Dessa ekvationer ligger till grund för den simulering och optimering som genomförts i Python för att identifiera de mest kostnadseffektiva systemkombinationerna som uppnår minst 80% respektive 90% täckningsgrad.

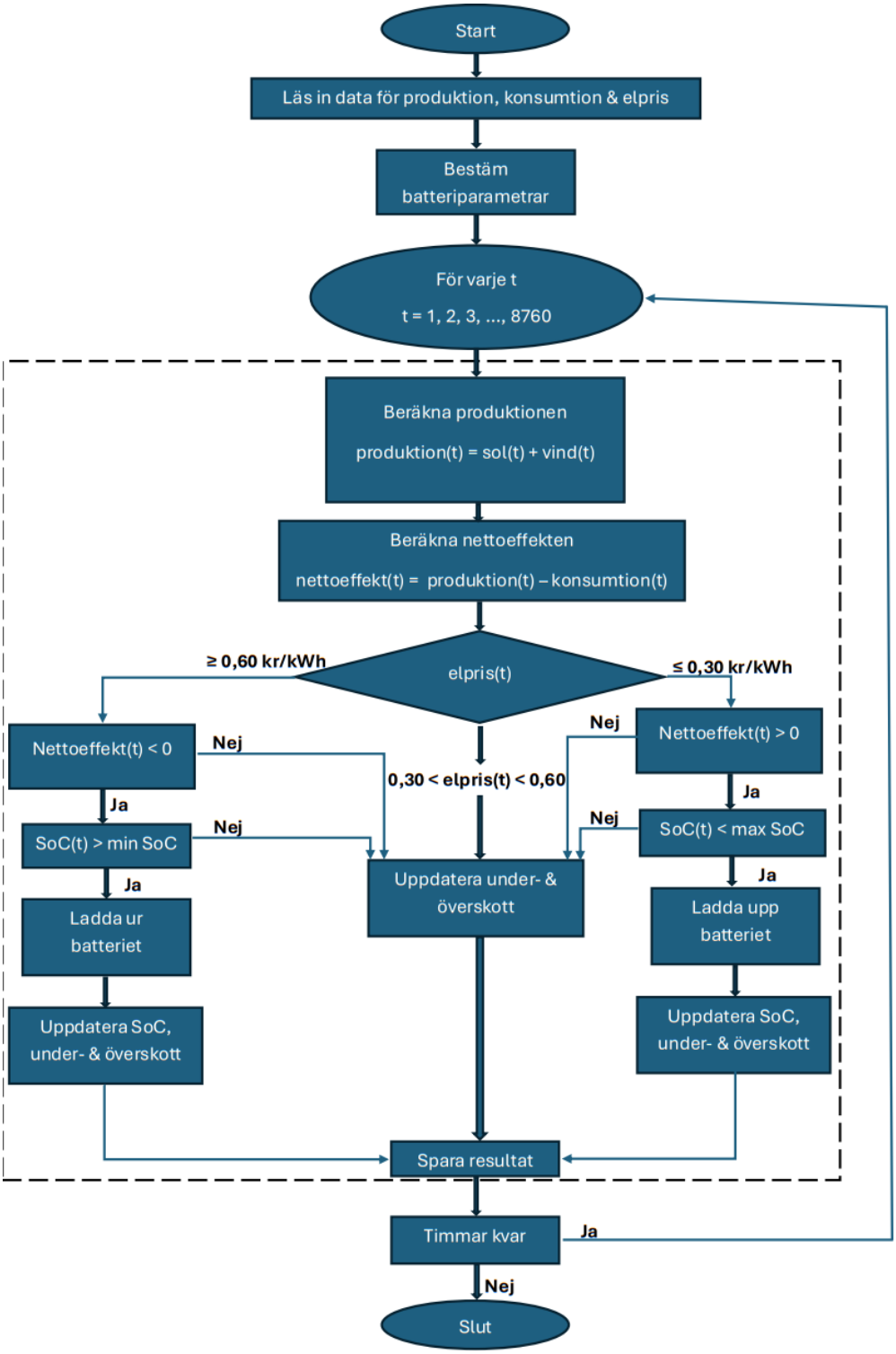
4.7 Visuell presentation av batteristrategimodellerna

Nedan visar figur 9 en flowchart som representerar algoritmen för batteristyrningen i Python med fokus på täckningsgrad som beskrivs i avsnitt 4.4.1.



Figur 9: *Flowchart av batteristyrningsstrategin med fokus på att maximera täckningsgraden.*

Nedan visar figur 10 en flowchart som representerar algoritmen för batteristyrningen i Python med fokus på elprisstyrning som beskrivs i avsnitt 4.4.2.



Figur 10: *Flowchart av batteristyrningsstrategin med fokus på att minska elkostnader.*

4.8 Elprisanalys

I den elprisoptimerade batterimodellen används timvisa elpriser från elområde SE3 under 2024 för att simulera hur ett batterilager kan laddas och urladdas i syfte att minimera elkostnader eller maximera intäkter. Analysen identifierar perioder med prisvariationer och beräknar den potentiella ekonomiska nyttan av att styra energilagring dynamiskt utifrån pris. Resultaten

används som underlag för att jämföra teknikernas kostnadsprofil. För de två valda kombinationerna (80 respektive 90% täckningsgrad) har en fördjupad analys av underskottet genomförts med avseende på elpriset. Där underskottet har kategoriserats efter vilket elpris som rådde under de timmar då det uppstod, uppdelat efter följande prisintervall:

$$\leq 0{,}5 \text{ kr/kWh}, \quad 0{,}5\text{–}1{,}0 \text{ kr/kWh}, \quad 1{,}0\text{–}1{,}5 \text{ kr/kWh}, \quad 1{,}5\text{–}2{,}0 \text{ kr/kWh}, \quad > 2{,}0 \text{ kr/kWh}$$

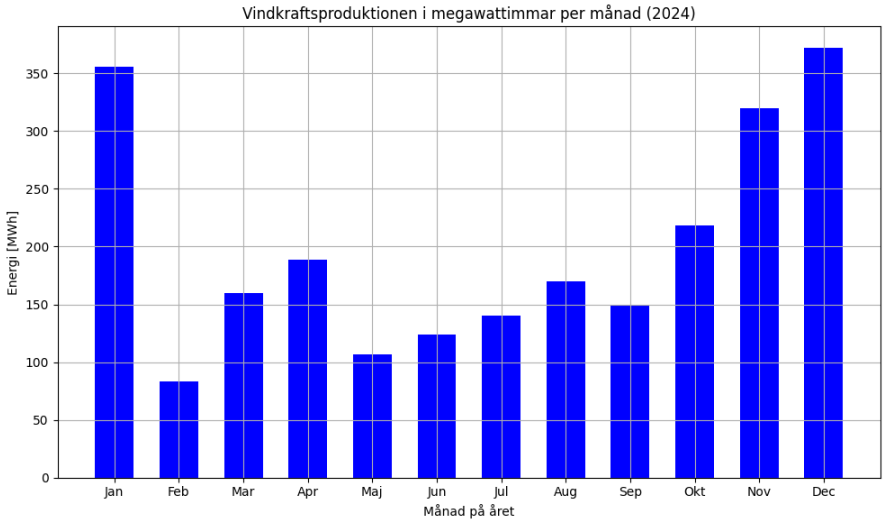
För varje intervall beräknades antalet timmar med underskott samt den totala mängden energi som inte täckts (i kWh) som motsvarar detta. Syftet med denna analys är att bedöma vid vilka tidsnivåer som hybridparken inte kan bidra med energi för att täcka elbehovet, vilket i sin tur påverkar hybridparkens intäktsbortfall vid underskott.

5 Resultat

I detta avsnitt presenteras alla resultat från analyserna. Först presenteras datan som användes i simuleringarna, normerade till 1 MW installerad effekt på vind- och solproduktionen, samt konsumtionen för det aktuella lokalnätet med elbehovet nedskalat på 3 000 MWh årligen. Sedan presenteras resultat kring hur täckningsgraden ändras med olika kombinationer av vind, sol och batterier och därefter kostnadsoptimeringen. Slutligen presenteras hur de olika batteristrategierna påverkar täckningsgrad och intäkter.

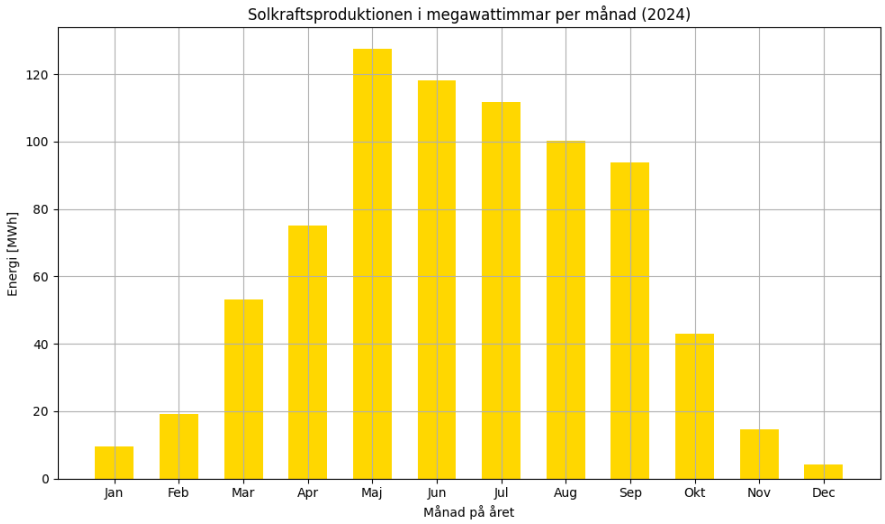
5.1 Resultat av dataanalys - produktion, konsumtion och elpris

Figur 11 visar hur vindkraftsproduktionen varierar över året, månadsvis för 2024, med en installerad effekt på 1 MW. Figuren visar att produktionen är högst under vinterhalvåret, med undantag för februari månad. Under december 2024 producerades ungefär 372 MWh, vilket motsvarar högsta månaden. Lägsta produktionen förekom i februari år 2024 på grund av avstängd produktion. Till följd av detta var produktionen cirka 83 MWh i februari. Profilen följer ett typiskt mönster för vindresurser i Sverige, med högst produktion i januari och december, samt låga värden under sommarmånaderna.



Figur 11: *Normerade månadsvisa vindkraftsproduktionen för 2024, baserad på insamlad data i MWh. Installerad effekt: 1 MW.*

Figur 12 visar hur solkraftsproduktionen varierar över året för en installerad effekt på 1 MW. Mest produktion förekommer under sommarmånaderna, med en topp i maj på 127 MWh. Produktionen var lägst under vinterhalvåret, med mycket låga värden och som lägst i december på cirka 4,2 MWh. Produktionsprofilen följer ett typiskt mönster för solelsproduktion i Sverige. Utifrån figur 11 och figur 12 kan en korrelation utläsas, att solproduktionen är högre under sommaren, när vindproduktionen är lägre, samt tvärtom på vinterhalvåret, med februari som undantag.



Figur 12: *Normerade månadsvisa solkraftsproduktionen för 2024, baserad på insamlad data i MWh. Installerad effekt: 1 MW.*

För att undersöka samvariationen mellan vind- och solproduktion har Pearsons korrelationskoefficient beräknats för normaliserade tidsserier motsvarande 1 MW installerad effekt av respektive teknik. Baserad på timvis data över 2024 visar resultatet en korrelation på:

$$r_{pearson} = -0,236288 \tag{20}$$

$$p \leq 10^{-100} \tag{21}$$

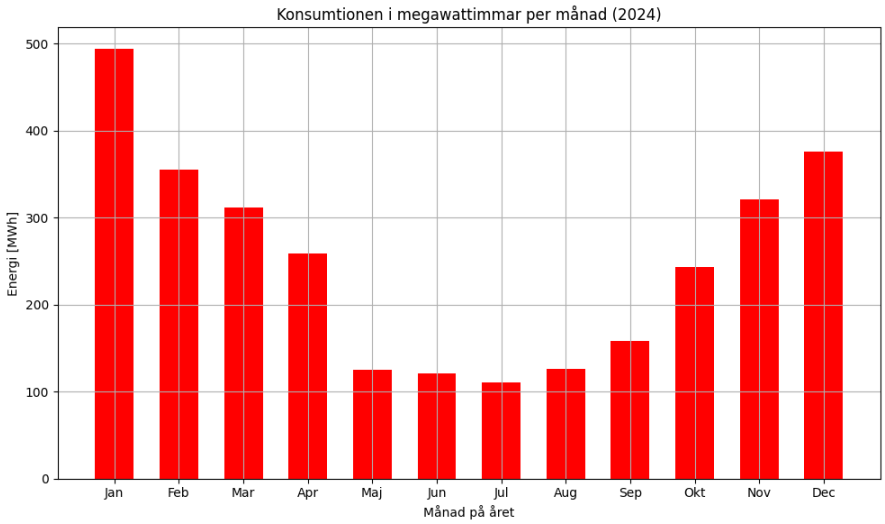
Ett lågt negativt värde indikerar en svag negativ korrelation. Det innebär att det i viss utsträckning finns en kompletterande effekt mellan teknikerna. När solproduktionen är låg tenderar vindproduktionen att vara något högre och vice versa. Det extremt låga p-värdet indikerar att korrelationen inte är ett resultat av slumpen. Ekvation 22 visar den månadsvisa korrelationen enligt Pearsonfunktionen nedan.

$$r_{pearson} = -0,69735 \tag{22}$$

$$p \leq 0,011705 \tag{23}$$

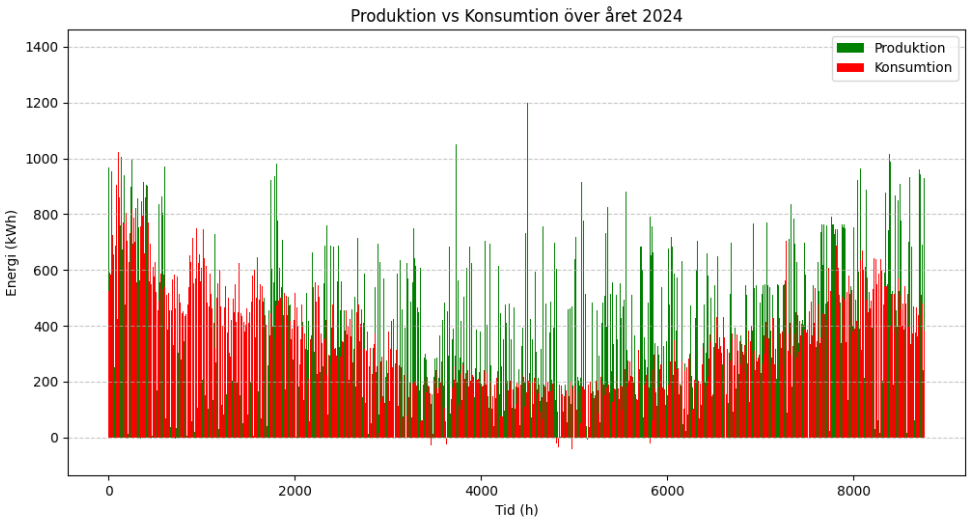
Den månadsvisa korrelationen resulterade i ett mer negativt värde än den timvisa, vilket också kan ses i figurerna 12 och 4. Profilerna kompletterar varandra månadsvist under året, men inte lika mycket under timmarna på dagarna och dygnen. Beroende på vilken tidsupplösning som väljs i Pearsonfunktionen kommer resultatet att variera, då de linjära sambanden ser olika ut över tid.

I figur 13 visas månadsvariationen i elanvändningen för det valda lokalnätet. Från figuren kan det avläsas att elbehovet är jämnt fördelat över året med något högre konsumtion under vintermånaderna, vilket sannolikt beror på ett högre uppvärmningsbehov. Vintertid blir en kritiskt period för energibalans, vilket ökar belastningen på vindkraftsproduktionen. Vid jämförelse med vindproduktionen i figur 11 följer konsumtionsprofilen och vindproduktionen liknande mönster, med högre värden under vinterhalvåret, medan solproduktionen i figur 12 nästan är motsatt till konsumtionsprofilen, sett över ett år.



Figur 13: *Normerade månadsvisa elbehovet för 2024, baserad på insamlad data i MWh. Totalt årligt elbehov: 3 000 MWh.*

Figur 14 Visar totala produktionens (grön) och konsumtionens (röd) variation i detalj, i ett fall med 1 MW vindkraft och 1 MW solkraft. Det är en timvis analys för en mer detaljerad bild på skillnaden mellan produktion och konsumtion under året. Figuren visar tydligt på den intermittenta karaktären hos både sol- och vindkraft. Figuren visar också att skillnaden mellan produktion och konsumtion varierar kraftigt över dygnet och över året, vilket motiverar behovet av energilagring för att kunna jämna ut denna obalans.

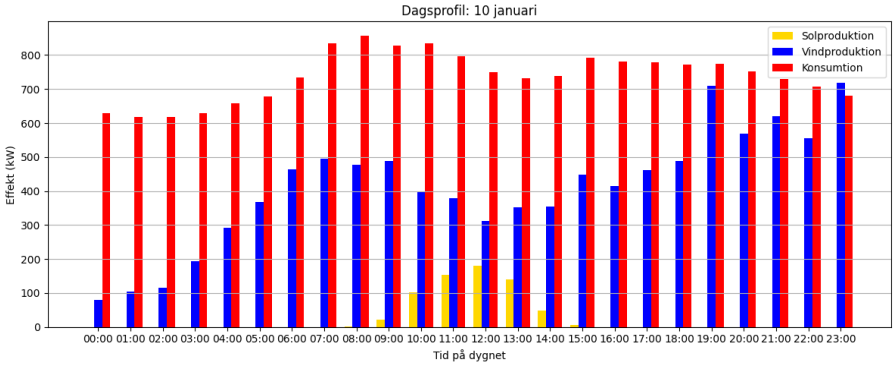


Figur 14: *Timvisa normerade värdena för totala produktionen samt konsumtionen för år 2024 i kWh.*

För att illustrera hur vind- och solproduktionen samt konsumtionen varierar över dygnet har två specifika dagar analyserats, den 10 januari och den 10 juli (se figur 15 och figur 16).

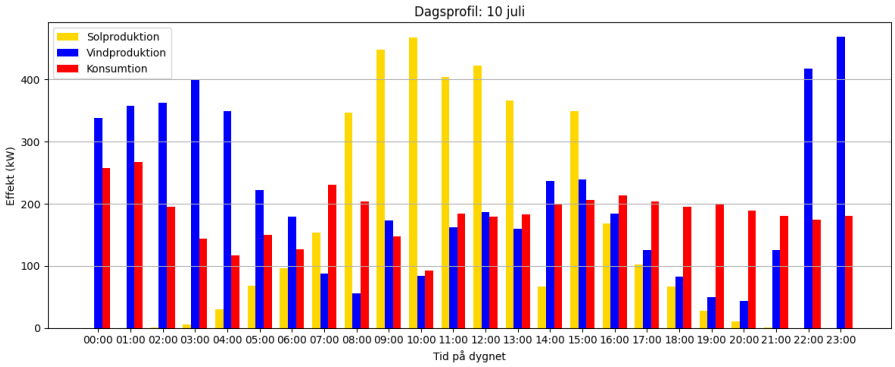
I januari (figur 15) är solproduktionen mycket låg och begränsad till några timmar mitt på dagen, med en topp på cirka 180 kW. Vindproduktionen däremot är relativt jämn över dygnet, med högre nivåer under natten och ett maxvärde klockan 23:00 på cirka 710 kW. Konsumtionen

är genomgående hög, alltid över 600 kW, med toppar på morgonen och kvällen, vilket resulterar i betydande underskott utan energilagring.



Figur 15: *Timvisa profilen för vind- och solproduktion samt konsumtionen för en vald dag (10 januari 2024). Installerad effekt för vind och sol: 1 MW vardera.*

I juli (figur 16) visar solproduktionen en tydlig dagsprofil med hög produktion mellan 08:00 och 16:00, med undantag 14:00, samt når en topp 10:00 på 450 kW. Vindproduktionen är mer ojämn, med låga nivåer under dagen och en markant ökning kvälls- och nattetid. Konsumtionen är något lägre än i januari och relativt stabil över dygnet, vilket leder till bättre överensstämmelse mellan produktion och efterfrågan under soliga dagar.

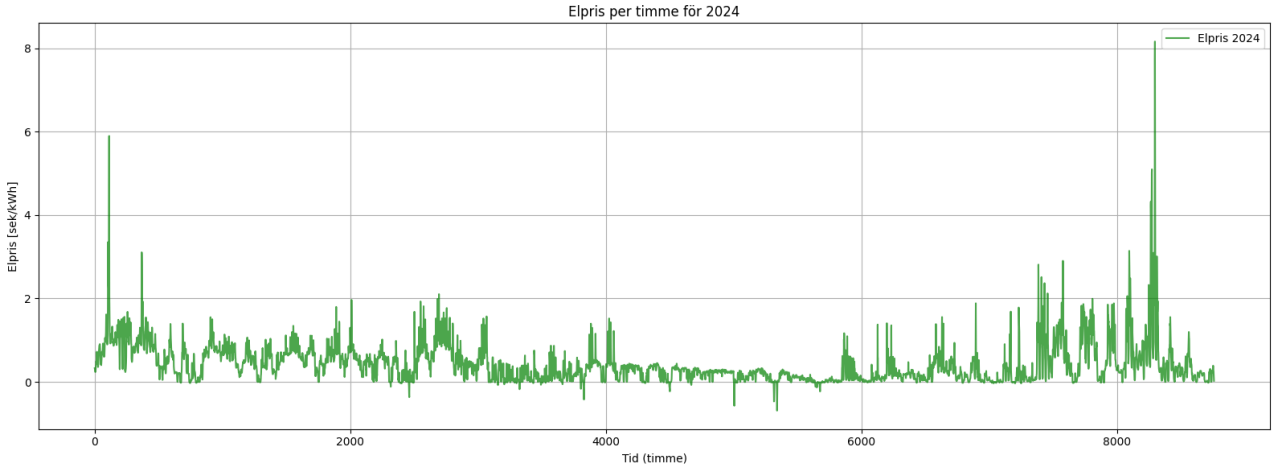


Figur 16: *Timvisa profilen för vind- och solproduktion samt konsumtionen för en vald dag (10 juli 2024). Installerad effekt för vind och sol: 1 MW vardera.*

Dessa två profiler visar på dagsprofiler samt säsongsvariationer i både resurstillgång och efterfrågemönster, samt hur sol och vind i viss utsträckning kompletterar varandra över dygnet, särskilt under sommaren.

Figur 17 visar elprisets variation i elområde SE3 under 2024 (grön), baserat på data från Nord Nord Pool (2025). Grafen visar hur elpriset varierar både dagligen och säsongsmässigt. Priset tenderar att vara högre under vintermånaderna, särskilt under kalla perioder med hög efterfrågan. Samt lägre under sommarhalvåret då produktionen från sol är högre och elbehovet är lägre. Under 2024 förekommer flera pristoppar under januari och december, medan priserna i juli är relativt låga. Under 2024 hade elpriset en topp på 5,85 sek/kWh i januari och en till topp på 8,16 sek/kWh i december. Variationerna i elpriset påverkar i hög grad lönsamheten för energilagring och produktion från förnybara energikällor. Elpriset följer till stor del mönstret hos både elförbrukningen och elproduktionen, vilket speglar hur marknadspriset påverkas av balansen mellan utbud och efterfrågan. Under tider med hög konsumtion och låg produktion, exempelvis under vintertid då efterfrågan är hög och solproduktionen låg, tenderar priserna

att stiga. Tvärtom, under sommarhalvåret med hög solproduktion och lägre efterfrågan, är elpriserna lägre. I figur 17 och 14 kan detta observeras genom att pristopparna för 2024 ofta sammanfaller med perioder då konsumtionen är högre än produktionen. Denna koppling är viktig för förståelsen varför energilagring och flexibilitet i elnätet är en central fråga, särskilt vid en hög andel väderberoende elproduktion.



Figur 17: *Elpriset för elområde SE3 för alla timmar på ett år för 2024, med skottdagen borttagen (Nord Pool 2025).*

Elpriset under 2024 delas upp i fem intervall för att undersöka hur många ”dyra” respektive ”billiga” timmar som förekommer under åren. Se tabell 5 nedan.

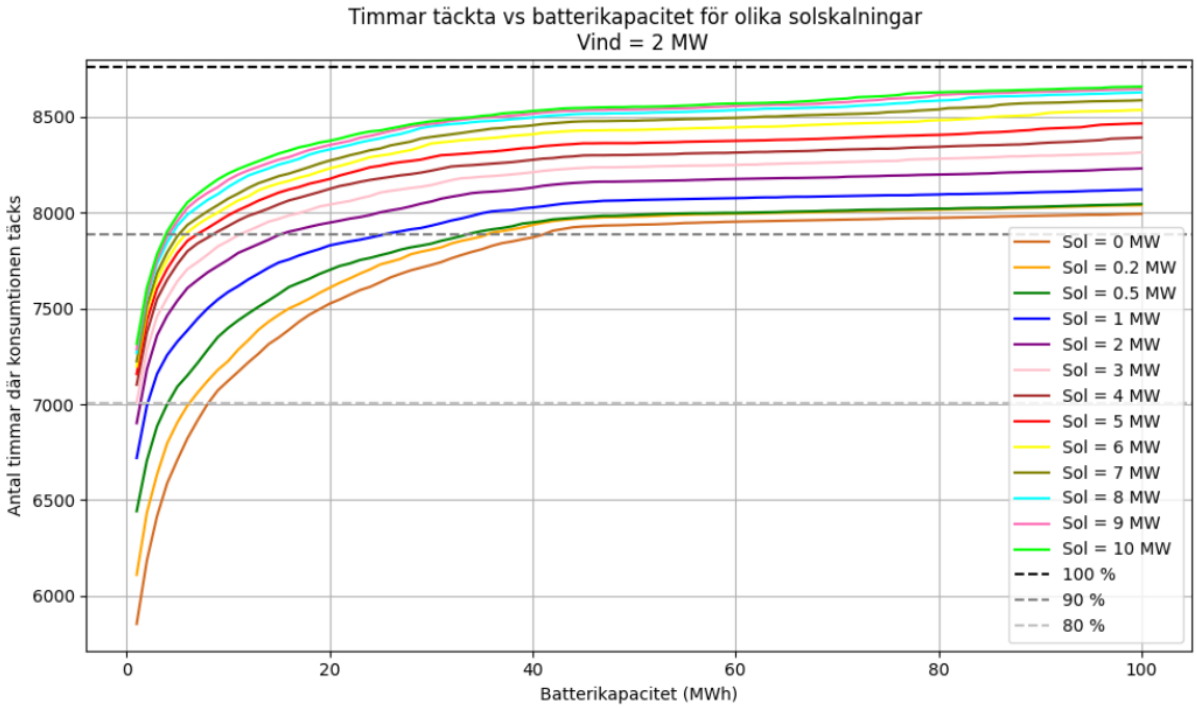
Tabell 5: *Antalet timmar för varje prisintervall för elpriset 2024.*

Elprisintervall [kr/kWh]	**Antal timmar [2024]**	**Procentuell andel [%]**
≤0,5	5 361	61,2
0,5-1,0	1 998	22,8
1,0-1,5	559	6,4
1,5-2,0	125	1,4
>2,0	66	0,8

Resultatet visar att elpriset under största delen av året var på en låg nivå, där över 5 000 timmar har ett pris på 0,5 kr/kWh eller lägre. Endast ett fåtal timmar, 66 stycken, har ett pris över 2 kr/kWh. Denna fördelning innebär att prisbilden 2024 gynnar en produktionsanläggning som kan leverera el under de relativt få men lönsamma timmar med högt pris. Prisvariationerna kan till stor del förklaras av den ökande andelen förnybar elproduktion i Sverige, särskilt från vind- och solkraft. Då det ofta leder till låga priser under perioder med hög produktion och låg efterfrågan. Detta leder till att elmarknaden blir mer volatil som ställer krav på flexibilitet i elsystemet. Batterilagring hade kunnat hjälpa till att jämna ut dessa variationer. Batterier kan laddas upp under de timmar med låga elpriser, exempelvis när sol- och vindproduktionen är hög för att sedan leverera el under de timmarna med höga elpriser. På så sätt kan batterilager bidra till att förbättra lönsamheten i system som bygger på förnybar energiförsörjning. Strukturen på elpriset 2024 visar alltså på batteriers nyckelroll i att skapa mer flexibelt, stabilt och ekonomiskt hållbart energisystem.

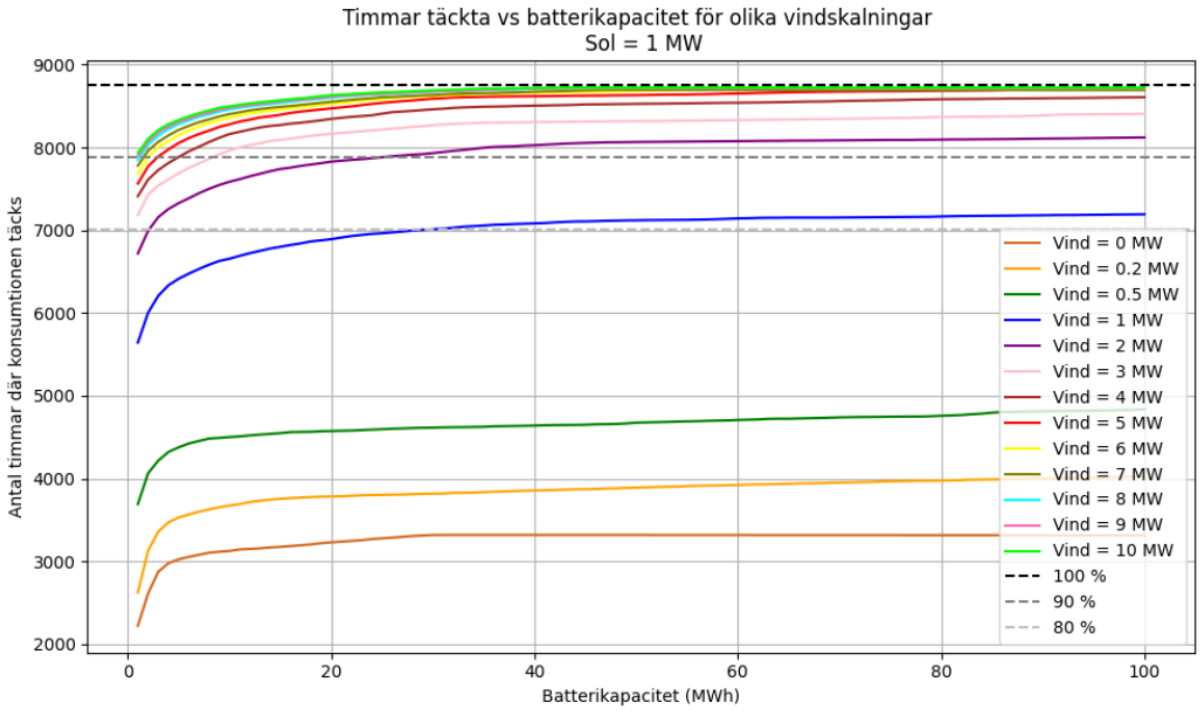
5.2 Resultat på täckningsgrad

Figur 18 beskriver hur varierad sol- och batterikapacitet ökar täckningsgraden. Grafen visar hur många timmar under året där konsumtionen kan täckas, beroende på batterikapaciteten (x-axeln) och olika installerade effekter av solkraft (graferna med olika färger). Vindkraften är konstant 2 MW i alla fall. För varje batterikapacitet ger en högre installerad effekt solkraft fler täckta timmar, vilket är särskilt tydligt vid lägre batterikapaciteter. Samtliga kurvor planar ut vid större batterikapaciteter, det vill säga att ökningar i batterikapacitet ger mindre effekt på täckningsgrad, graferna konvergerar. Vid batterikapaciteter runt 60-100 MWh når flera kurvor nära 8 760 timmar, alltså 100% täckningsgrad, speciellt de fallen med högre installerad effekt solkraft än 6 MW. Detta tyder på att det är möjligt att uppnå fullständig täckning vid tillräcklig sol- och lagringskapacitet. Det finns en viss solnivå (omkring 4-6 MW) där ökning i batterikapacitet börjar ge snabbt ökande täckningsgrad, särskilt upp till 80-90%.



Figur 18: *Antalet timmar som täcks för olika skalningar på solproduktionen, från 0 till 10 MW sol, 1-100 MWh batteri, med konstant 2 MW installerad vindkraft.*

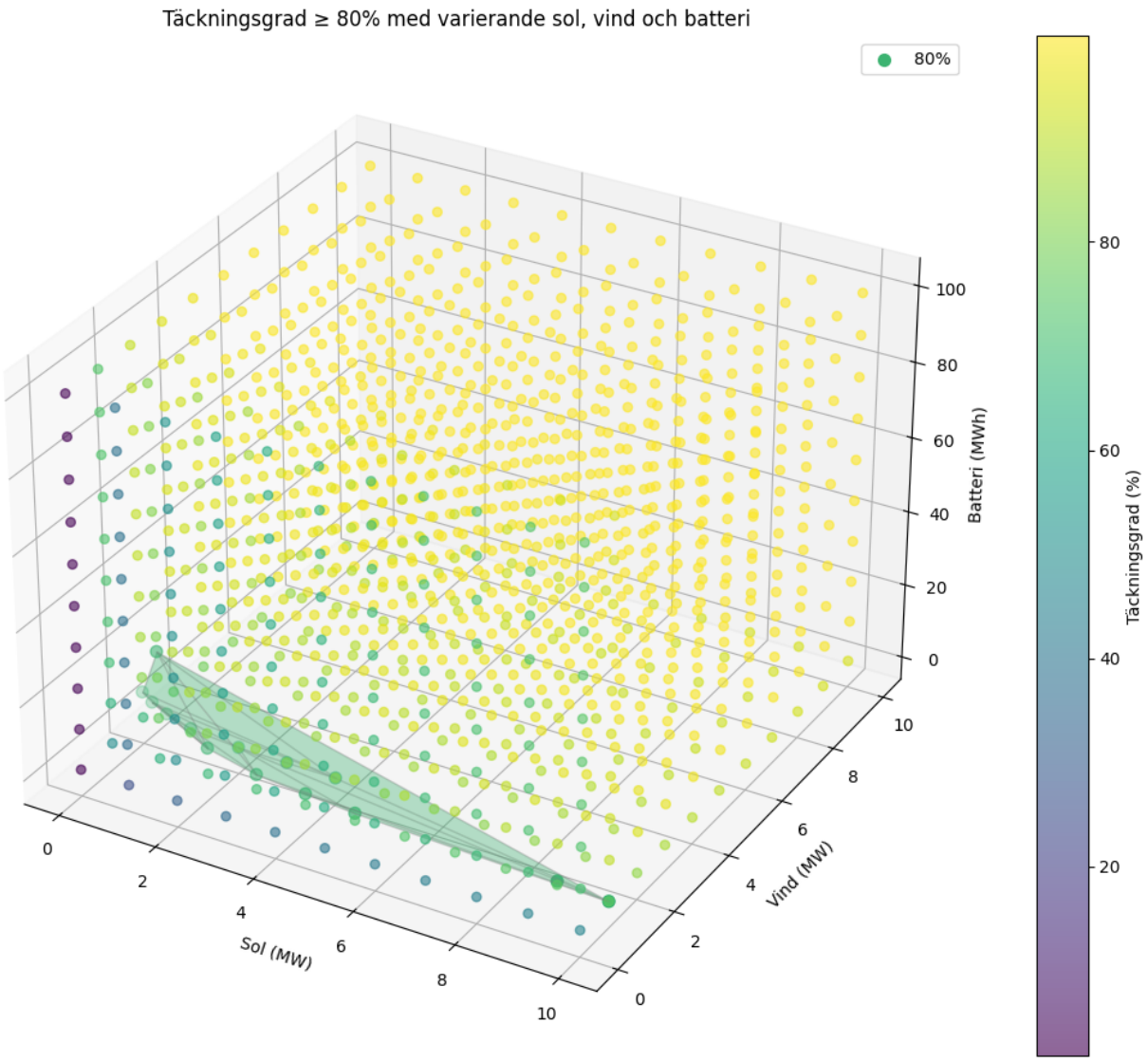
I figur 19 visas hur många timmar under året som konsumtionen kan täckas, beroende på batterikapaciteten (x-axeln) och olika installerade effekter av vindkraft (graferna med olika färger). I denna graf är solkraften konstant 1 MW för alla fall. För låg installerad effekt av vindkraften täcks endast 3 000 - 5 000 timmar av året, trots stor batterikapacitet. För vindkraft på 1 MW installerad effekt kan som högst 80% täckningsgrad uppnås, trots stora batterier. Från cirka 4 MW och uppåt ökar täckningsgraden kraftigt, särskilt för små till medelstora batterier. Kurvorna för 8-10 MW närmar sig 8 760 timmar med batterikapacitet på 40-100 MWh, vilket indikerar på att det är möjligt att täcka hela elbehovet under året med tillräckligt stor produktion och lagring. Kurvorna i denna graf når högre täckningsgrad vid lägre batterinivåer jämfört med sol, vilket antyder att vind är mer spridd över dygnen/året och därför kräver mindre lagring än sol för att uppnå högre täckning, kurvorna konvergerar fortare än fallet med solskalningar.



Figur 19: *Antalet timmar som täcks för olika skalningar på vindproduktionen, från 0 till 10 MW vind, 1-100 MWh batteri, med konstant 1 MW installerad solkraft.*

5.3 Fall 1: 80%-täckningsgrad

Figur 20 visar hur olika kombinationer av installerad effekt för sol- och vindkraft tillsammans med olika batterikapaciteter påverkar täckningsgraden av elbehovet. De färgade punkterna representerar alla simulerade kombinationer, där färgskalan anger täckningsgrad i procent. Den gröna markerade ytan visar specifika kombinationer som uppnår närmast 80% täckningsgrad. Resultaten visar att hög täckningsgrad kan uppnås via olika kombinationer. För en täckningsgrad runt 80% krävs ofta måttliga mängder sol och vind med mindre batterikapacitet (1-8 MWh), vilket tyder på en kraftigt minskad marginalnytta av batterilagring efter en viss punkt. Figuren visar även tydligt att det finns en kompromiss mellan produktionskapacitet och lagring, att ökad produktion kan kompensera för mindre batteri och vice versa. Detta är relevant vid dimensionering av ett hybridsystem med mål om hög leveranssäkerhet utan att överdimensionera komponenter i onödan och minska kostnader.



Figur 20: *Alla testade kombinationer för att uppnå en täckningsgrad på 80%. Gröna markerade ytan visar de punkter för kombinationer närmast 80% täckningsgrad.*

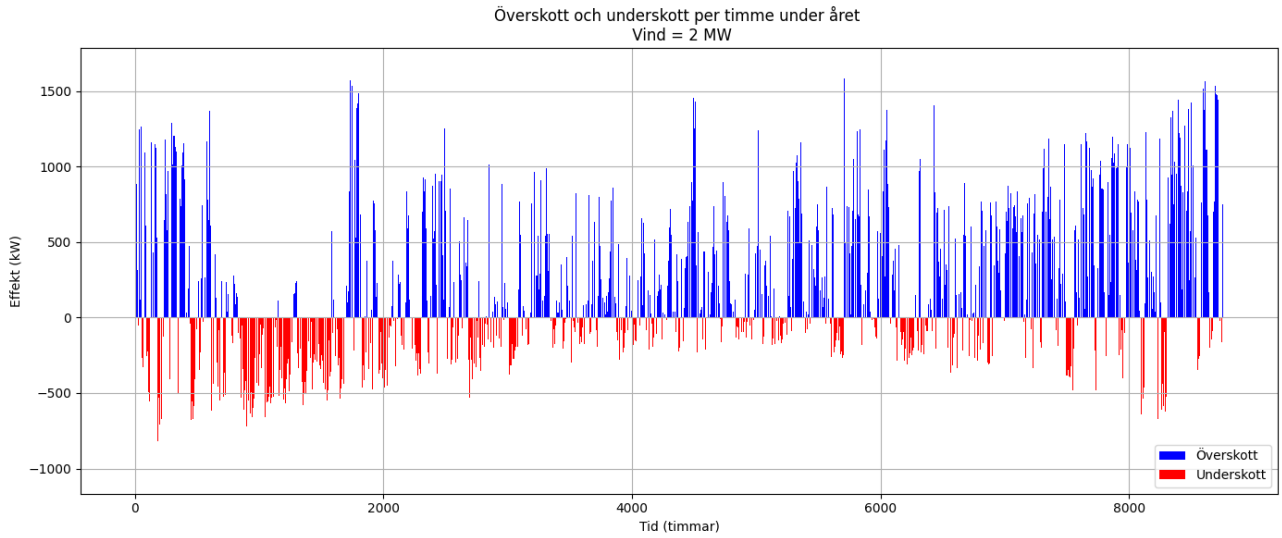
5.3.1 Fördjupad analys för fall 1

För att studera överskott, underskott och täckningsgrad i detalj har en specifik systemkombination valts ut. Utifrån figur 20 avläses den systemkombination i den gröna ytan som motsvarar den lägsta investeringskostnaden. Det valda systemet för en täckningsgrad på 80% var:

- 2 MW vindkraft
- 1 MW solkraft
- 2 MWh batteri

Följande figurer, 21, 22 och 23, visar hur täckningsgraden och balansen mellan överskott och underskott utvecklas då systemet stegvis kompletteras från enbart vindkraft, till vind- och solkraft och slutligen till ett komplett hybridsystem med vind, sol och batterilagring.

I första delfallet med enbart vindkraft, se figur 21 uppstår tydliga perioder med underskott, särskilt under perioder då vinden är svag. Täckningsgraden är därmed låg och leveranssäkerheten densamma. För delfallet med endast vindkraft installerat uppnås en täckningsgrad på 56,62%.



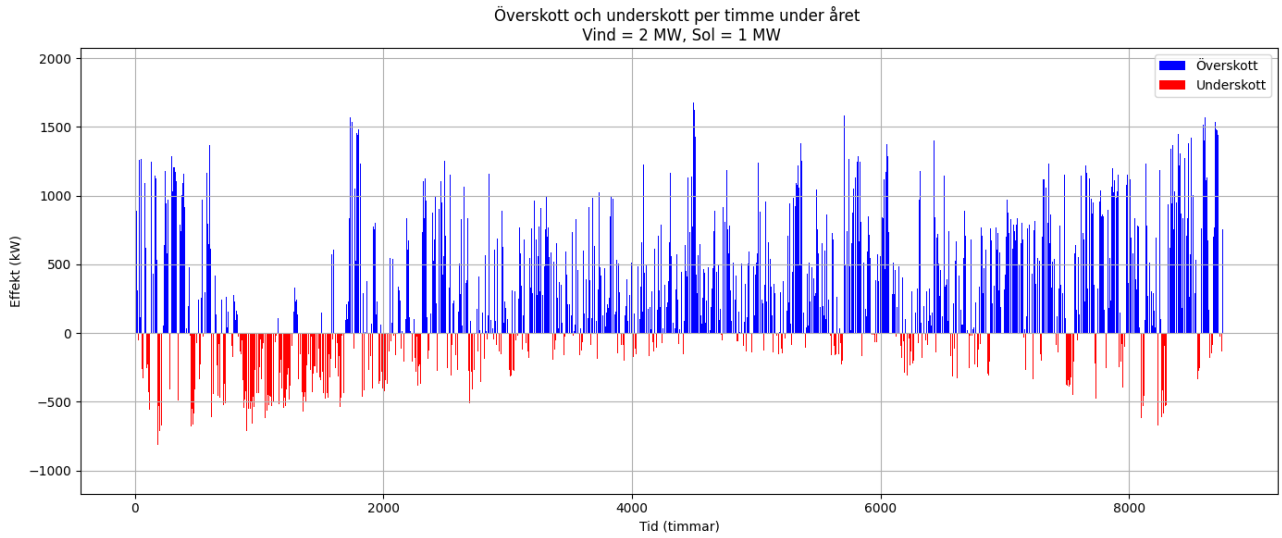
Figur 21: *Timvisa över- och underskottet för fall 1 med endast vindkraft installerad på 2 MW för år 2024.*

I tabell 6 redovisas underskottet per prisintervall för fallet med 2 MW installerad vindkraft. Mönstret för intervallen och fördelningen av timmar följer tabell 5, där lägst pris förekommer vid minst antal timmar på året. Med endast vindkraft installerad är antalet timmar med höga elpriser 50 och med låga elpriser 1 955. Tabellen visar alltså antalet timmar då det råder underskott men kategoriserade efter elpriset den timmen. Motsvarande energin anger hur mycket underskottsenergi som inte täcks av vindproduktionen under dessa timmar.

Tabell 6: *Underskottet per elprisintervall för fall 1 med endast vind installerad på 2 MW.*

Elprisintervall [kr/kWh]	**Antal timmar**	**Andel [%]**	**Underskottsenergi [MWh]**
≤0,5	1 955	22,3	331,3
0,5-1,0	1 319	15,1	425,1
1,0-1,5	298	3,4	111,5
1,5-2,0	59	0,7	20,8
> 2,0	50	0,6	25,5

När solkraft adderas, se figur 22, minskar underskottet betydligt, särskilt under dagtid och sommarmånaderna. Sol- och vindproduktionens säsongsmässiga komplettering förbättrar balansen, vilket ger en ökning i täckningsgrad till 66,67%. Samtidigt ökar dessutom överskottet vid vissa tidsperioder, speciellt under sommaren, då produktionen överstiger konsumtionen utan möjlighet till lagring.



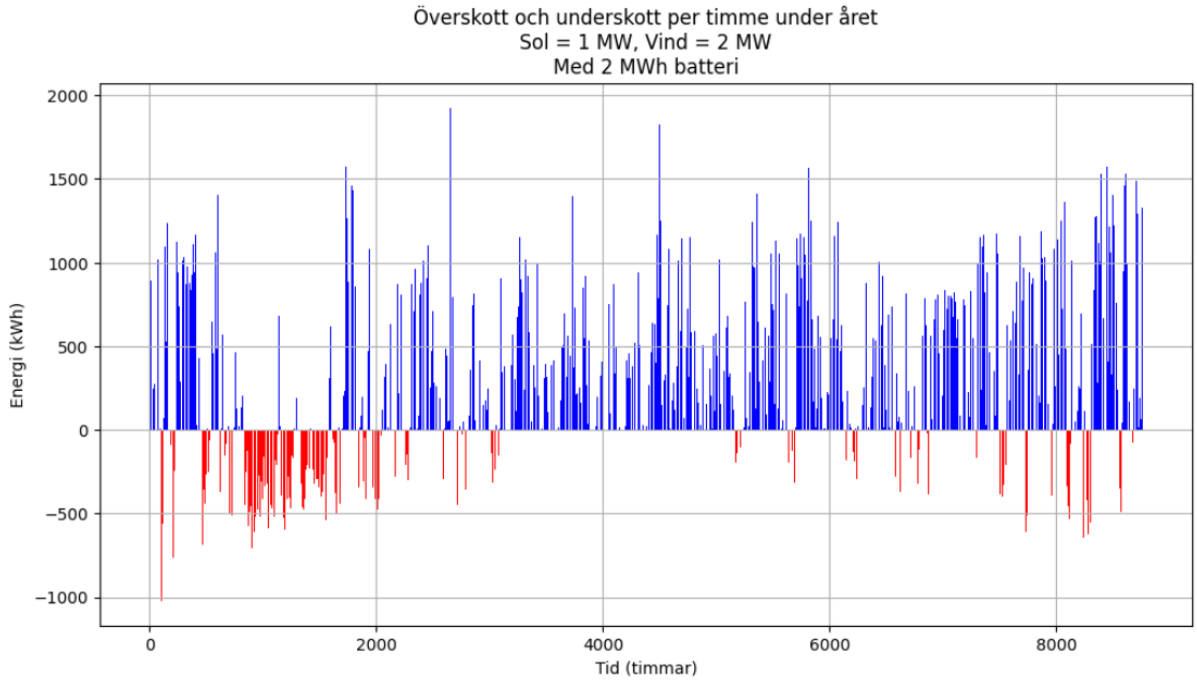
Figur 22: *Timvisa över- och underskottet för fall 1 med 2 MW vindkraft och 1 MW solkraft, utan batteri för år 2024.*

I tabell 7 redovisas antalet timmar för vardera elprisintervall för delfallet med 1 MW sol och 2 MW vind. Antalet timmar minskar för varje intervall förutom intervallet med dyrast elpris. Tabellen visar alltså antalet timmar då det råder underskott men kategoriserade efter elpriset den timmen. Motsvarande energin anger hur mycket underskottsenergi som inte täcks av vindproduktionen under dessa timmar.

Tabell 7: *Underskottet per elprisintervall för fall 1 med vind på 2 MW och sol 1 MW.*

Elprisintervall [kr/kWh]	**Antal timmar**	**Andel [%]**	**Underskottsenergi [MWh]**
≤0,5	1 321	15,1	225,6
0,5-1,0	1 150	13,1	363,3
1,0-1,5	275	3,1	101,7
1,5-2,0	58	0,7	19,4
> 2,0	50	0,6	24,6

Det tredje delfallet inkluderas batterilagring, vilket möjliggör att överskottselen från sol- och vindproduktionen kan lagras och användas vid ett senare tillfälle. Det leder till ytterligare minskning av underskott och ger därmed en ökad täckningsgrad till målet 80%.



Figur 23: *Timvisa över- och underskottet för fall 1 med 2 MW vind, 1 MW sol och 2 MWh batteri för år 2024.*

I tabell 8 redovisas antalet timmar för vardera elprisintervall för delfallet med 1 MW sol, 2 MW vind och batteri på 2 MWh. Antalet timmar minskar för varje intervall, vilket visar påverkan av batteristyrningen och dess betydelse för hybridparken. Tabellen visar alltså antalet timmar då det råder underskott men kategoriserade efter elpriset den timmen. Motsvarande energin anger hur mycket underskottsenergi som inte täcks av vindproduktionen under dessa timmar.

Tabell 8: *Underskottet per elprisintervall för fall 1 (80% täckningsgrad) med 2 MW vind, 1 MW sol och 2 MWh batteri för år 2024.*

Elprisintervall [kr/kWh]	**Antal timmar**	**Andel [%]**	**Underskottsenergi [MWh]**
≤0,5	521	5,9	127,4
0,5-1,0	876	10	310,9
1,0-1,5	197	2,2	85,5
1,5-2,0	42	0,5	16,6
> 2,0	48	0,5	24,4

5.3.2 Sammanfattning av fall 1

Sammanfattningsvis visar figurerna hur varje systemkomponent bidrar till en ökad leveranssäkerhet, samt hur integreringen av lagring är avgörande för att ta vara på överskottsproduktionen och nå högre täckningsgrad. Se tabell 9 för en sammanställning i siffror.

Tabell 9: *Täckningsgraden utveckling för varje tillagd komponent för fall 1.*

Systemkomponenter	Täckningsgrad [%]	Överskott [MWh]	Underskott [MWh]
2 MW vind	56,62	2 706,54	933,61
2 MW vind 1 MW sol	66,67	3 287,47	744,80
2 MW vind 1 MW sol 2 MWh batteri	80	3 112,36	571,33

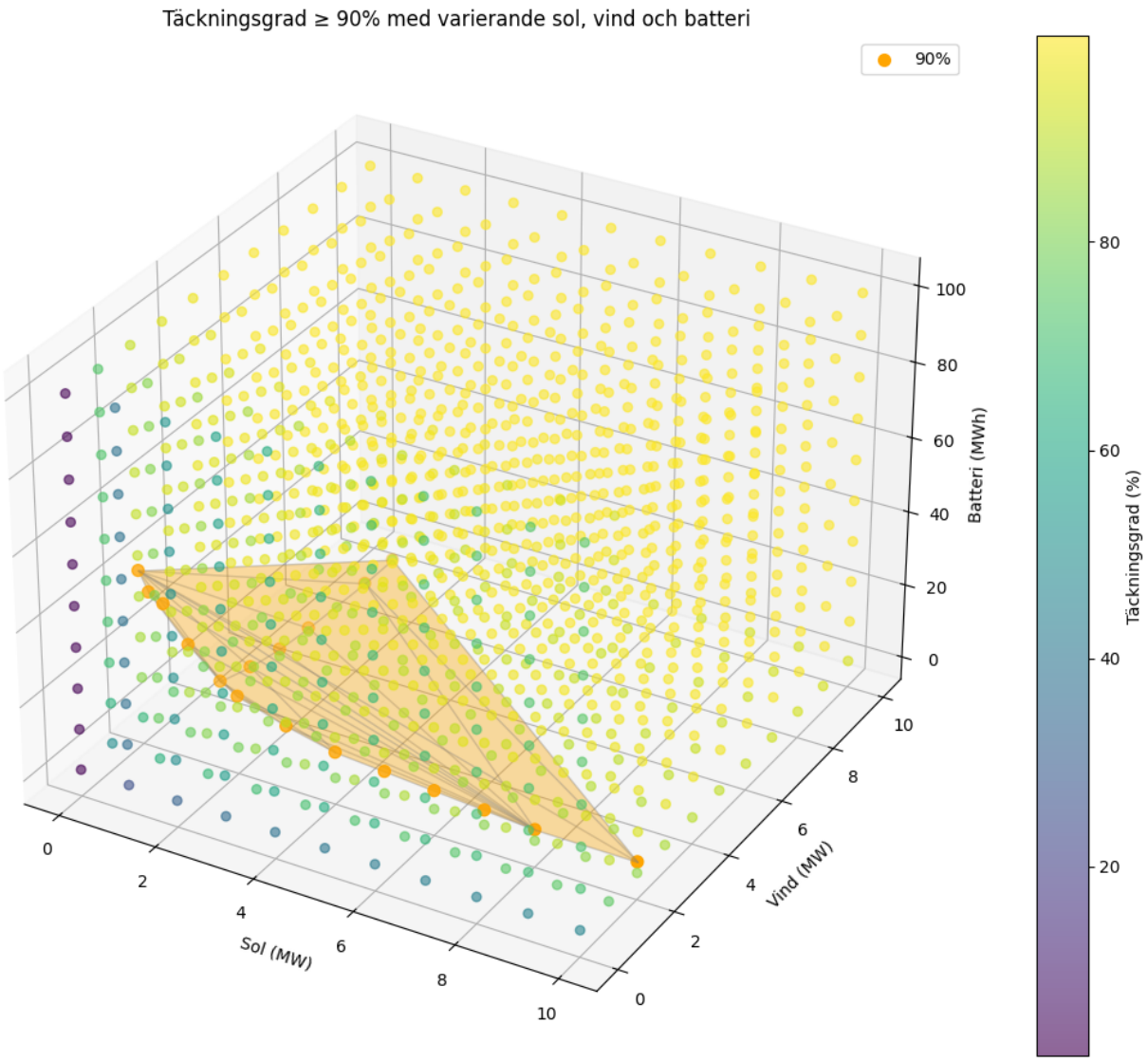
För varje tillagd komponent i systemet förändras både mängden underskott och kostnaden för att täcka det. När endast vindkraft används uppstår ett större underskott, och den el som behöver köpas in från marknaden kostar i genomsnitt 0,54 kr/kWh. När hela systemet med vind, sol och batteri används blir underskottet mindre, men det genomsnittliga priset på den inköpta underskottselen blir högre, 0,72 kr/kWh. Tabellen visar den årliga kostnaden för att köpa in den el som behövs för att täcka underskottet, beräknat utifrån elpriset varje timme.

Tabell 10: *Medelelpriset och beräknade kostnaden för att täcka underskottet genom köpt el varierar för varje tillagd komponent för fall 1.*

Systemkomponenter	Medelelpris [SEK/kWh]	Kostnad [SEK]
2 MW vind	0,54	648 529,49
2 MW vind 1 MW sol	0,60	563 289,42
2 MW vind 1 MW sol 2 MWh batteri	0,72	477 891,41

5.4 Fall 2: 90%-täckningsgrad

Figur 24 är i grunden samma som figur 20 men fokuserar på täckningsgrader nära 90%. Den orangea ytan representerar kombinationer som uppnår närmast 90%. Jämfört med fallet för 80% krävs i regel högre nivåer av antingen sol- eller vindkraft, och/eller större batterikapacitet. I flera fall behövs batterier på 5-40 MWh beroende på val av andel produktion. Det framgår att systemet måste dimensioneras mer generöst för att uppnå högre grad av leveranssäkerhet, vilket innebär högre kostnader och resursbehov. Figuren tyder även på att det finns flexibilitet i val av teknik, exempelvis kan hög vindandel i vissa fall minska behovet av sol och lagring.



Figur 24: *Alla testade kombinationer för att uppnå en täckningsgrad på 90%. Orangea markerade ytan visar de punkter för kombinationer närmast 90% täckningsgrad.*

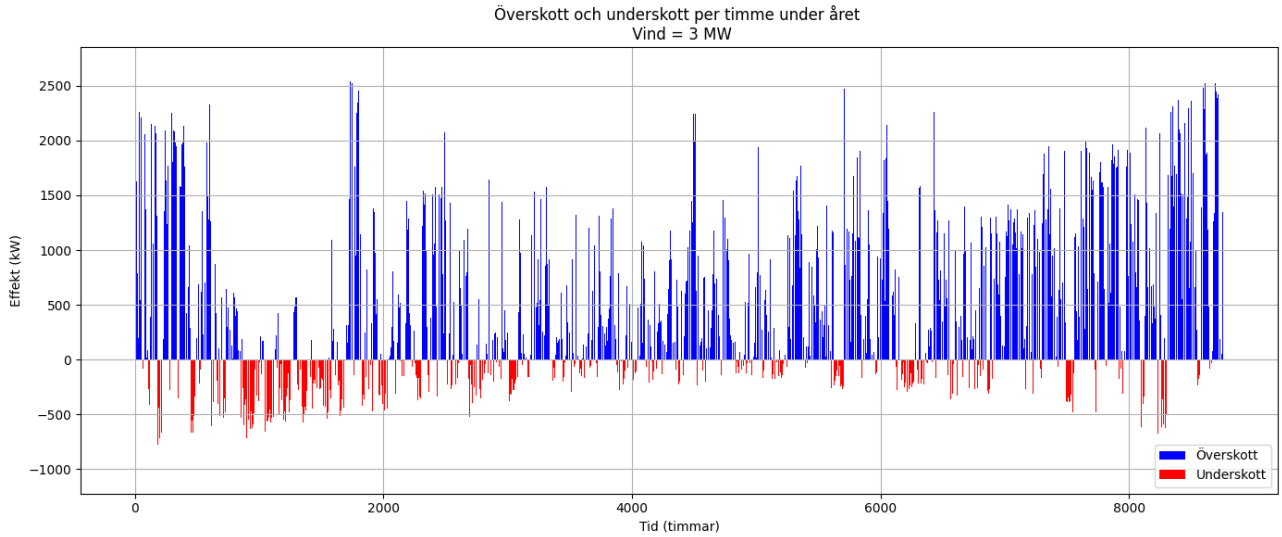
5.4.1 Fördjupad analys av fall 2

För att studera överskott, underskott och täckningsgrad i detalj har en specifik systemkombination valts ut. På samma sätt som för fall 1, valdes den systemkombination i den oranga ytan i figur 24 som motsvarade den lägsta investeringskostnaden. Det valda systemet för en täckningsgrad på 90% var:

- 3 MW vindkraft
- 1 MW solkraft
- 8 MWh batteri

Figurerna 25, 26 och 27 visar hur täckningsgraden och balansen mellan överskott och underskott utvecklas då systemet stegvis kompletteras från enbart vindkraft, till vind- och solkraft och slutligen till ett komplett hybridsystem med vind, sol och batterilagring för att uppnå en täckningsgrad på 90%. Figurerna har samma struktur som i fallet med 80% (se avsnitt 5.3), men med tydliga kvantitativa skillnader. Underskottet minskar ytterligare och förekommer mer

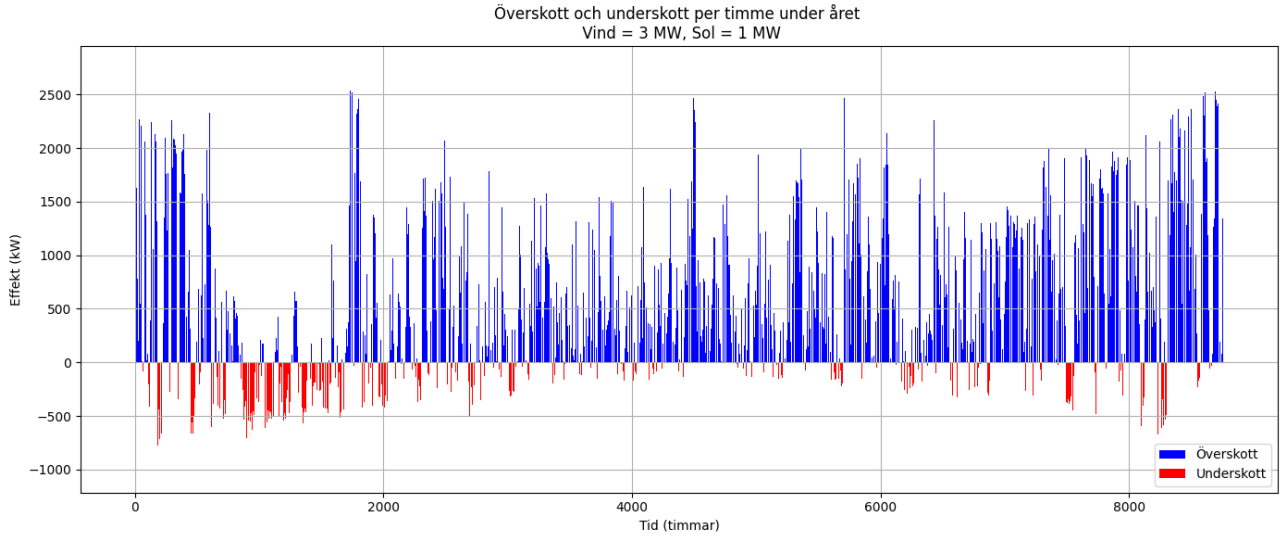
sällan, vilket speglar den högre täckningsgraden. Samtidigt ökar överskottet, särskilt under perioder med hög vindproduktion, vilket tyder på att systemet allt oftare producerar mer el än vad som för stunden behövs, trots utökad batterikapacitet. Detta visar hur marginalnyttan av ytterligare investeringar i produktion och lagring avtar, då förbättrad leveransförmåga sker till priset av ökade överskott.



Figur 25: *Timvisa över- och underskottet för fall 2 med endast vindkraft installerad på 3 MW för år 2024.*

Tabell 11: *Underskottet per elprisintervall för fall 2 med 3 MW vind.*

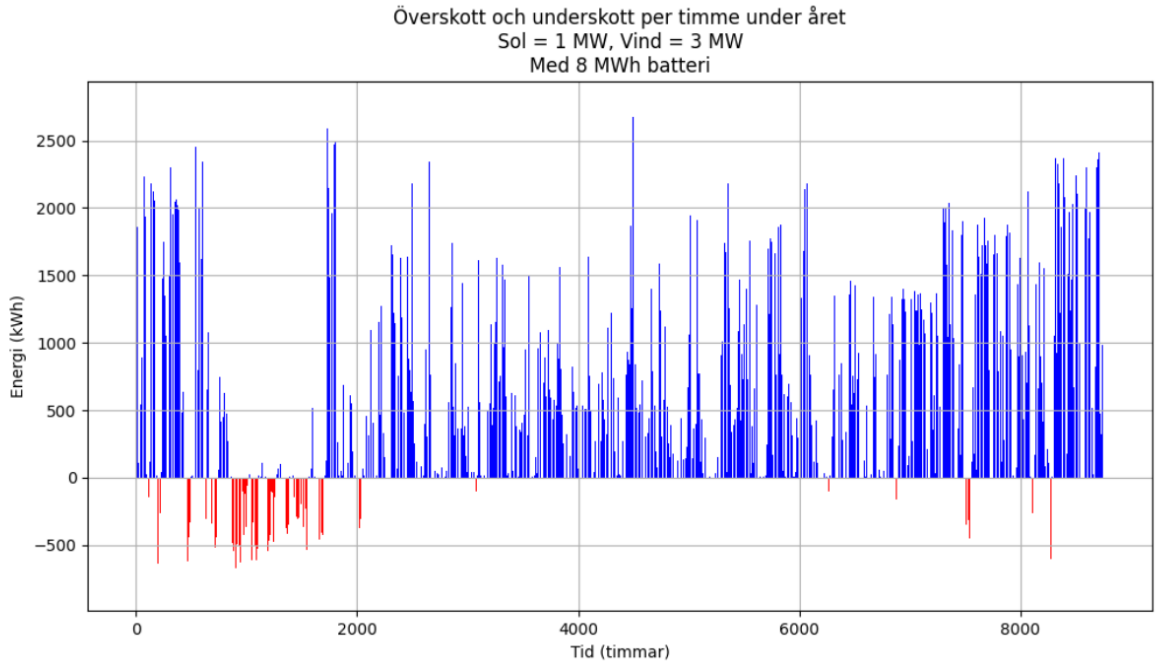
Elprisintervall [kr/kWh]	Antal timmar	Andel [%]	Underskottsenergi [MWh]
≤0,5	1 500	17,1	257,7
0,5-1,0	1 119	12,8	354,2
1,0-1,5	252	2,9	96,6
1,5-2,0	48	0,5	17,8
>2,0	45	0,5	21,4



Figur 26: *Timvisa över- och underskottet för fall 2 med 3 MW vindkraft och 1 MW solkraft, utan batteri för år 2024.*

Tabell 12: *Underskottet per elprisintervall för fall 2 med 3 MW vind och 1 MW sol.*

Elprisintervall [kr/kWh]	Antal timmar	Andel [%]	Underskottsenergi [MWh]
≤0,5	978	11,2	170,4
0,5-1,0	964	11	301,7
1,0-1,5	238	2,7	88,0
1,5-2,0	47	0,5	16,5
>2,0	45	0,5	20,5



Figur 27: *Timvisa över- och underskottet för fall 2 med 3 MW vind, 1 MW sol och 8 MWh batteri för år 2024.*

Tabell 13: *Underskottet per elprisintervall för fall 2 med 3 MW vind och 8 MWh batteri.*

Elprisintervall [kr/kWh]	Antal timmar	Andel [%]	Underskottsenergi [MWh]
≤0,5	150	1,7	40,4
0,5-1,0	533	6,1	200,1
1,0-1,5	116	1,3	51,9
1,5-2,0	22	0,3	9,2
>2,0	17	0,2	6,8

5.4.2 Sammanfattning av fall 2

Se tabell 14 för en sammanställning på hur varje systemkomponent bidrar till en ökad leveranssäkerhet i siffror. Medelelpriset för fall 2 redovisas i tabell 15. Beräknat på samma sätt som beskrivs i avsnitt 5.3.2.

Tabell 14: *Täckningsgradens utveckling för varje tillagd komponent för fall 2.*

Systemkomponenter	**Täckningsgrad [%]**	**Överskott [MWh]**	**Underskott [MWh]**
3 MW vind	64,92	4 924,93	765,54
3 MW vind 1 MW sol	73,39	5 535,84	606,70
3 MW vind 1 MW sol 8 MWh batteri	90	5 231,25	308,81

Tabell 15: *Medelelpriset och beräknade kostnaden för att täcka underskottet genom köpt el varierar för varje tillagd komponent för fall 2.*

Systemkomponenter	**Medelelpris [SEK/kWh]**	**Kostnad [SEK]**
3 MW vind	0,56	542 992,55
3 MW vind 1 MW sol	0,63	470 135,19
3 MW vind 1 MW sol 8 MWh batteri	0,82	268 387,56

5.5 Jämförelse av täckningsgrader mellan fallen

I detta avsnitt presenteras täckningsgraderna för båda fallen, samt delfallen för en täckningsgrad baserad på antalet täckta timmar på året och en täckningsgrad beräknad från energi i kWh. Se tabell 16.

Tabell 16: *Täckningsgrader beräknade från täckta timmar och täckt energi i kWh för de två fallen samt deras delfall.*

Systemkomponenter	Täckningsgrad timmar	Täckningsgrad energi
2 MW vind	56,62%	68,88%
2 MW vind 1 MW sol	66,67%	75,17%
2 MW vind 1 MW sol 2 MWh batteri	80%	80,96%
3 MW vind	64,92%	74,48%
3 MW vind 1 MW sol	73,39%	79,78%
3 MW vind 1 MW sol 8 MWh batteri	90%	89,71%

Från tabellen syns en skillnad mellan täckningsgrad i timmar och i energi. Den tyder på att det ofta finns timmar där en stor del av, men inte hela, konsumtionen täcks, särskilt i system utan batteri. Batteriet bidrar både till att täcka fler timmar och att minska mängden otäckt elbehov i de timmar som redan delvis var täckta.

5.6 Kostnadsoptimering

I detta avsnitt presenteras resultaten från kostnadsoptimeringen gjord i Python. Tabell 17, 18 och 19 visar resultatet för att uppnå 80% respektive 90% täckningsgrad vid tre olika batteripriser: 3, 2 och 1 miljon kr/MWh. Optimeringen gick ut på att identifiera de kombinationer av vind-, sol- och batterikapacitet som uppnår önskad täckningsgrad till lägsta möjliga investeringskostnad.

Vid ett batteripris på 3 miljoner kr/MWh uppnås 80% täckningsgrad med 1,60 MW vind, 1,05 MW sol och 3 MWh batteri, som motsvarar en investeringskostnad på cirka 42,3 miljoner kr. För 90% täckningsgrad krävs istället 2,80 MW, 1,40 MW sol och 6,75 MWh batteri som motsvarar en kostnad på cirka 74,6 miljoner kr.

När batteripriset minskas till 2 miljoner kr/MWh ses en tydlig förändring, batterikapaciteten ökar medan vind- och solkapaciteten minskar något. Samma trend fortsätter när batteripriset sänks till 1 miljon kr/MWh. Vid denna nivå uppnås en täckningsgrad på 90% med 10 MWh batterilagring, medan vind och sol minskar i installerad effekt.

Tabell 17: *Kostnadsoptimering för fall 1 och fall 2, med täckningsoptimerad batteristrategi. Optimeringen baserades på billigaste möjliga investeringskostnaden för de två fallen med en batterikostnad på 3 000 000 kr/MWh.*

Vind [MW]	Sol [MW]	Batteri [MWh]	Täckningsgrad [%]	Investering [SEK]
1,60	1,05	3,00	80,03	42 271 500
2,80	1,40	6,75	90,01	74 612 000

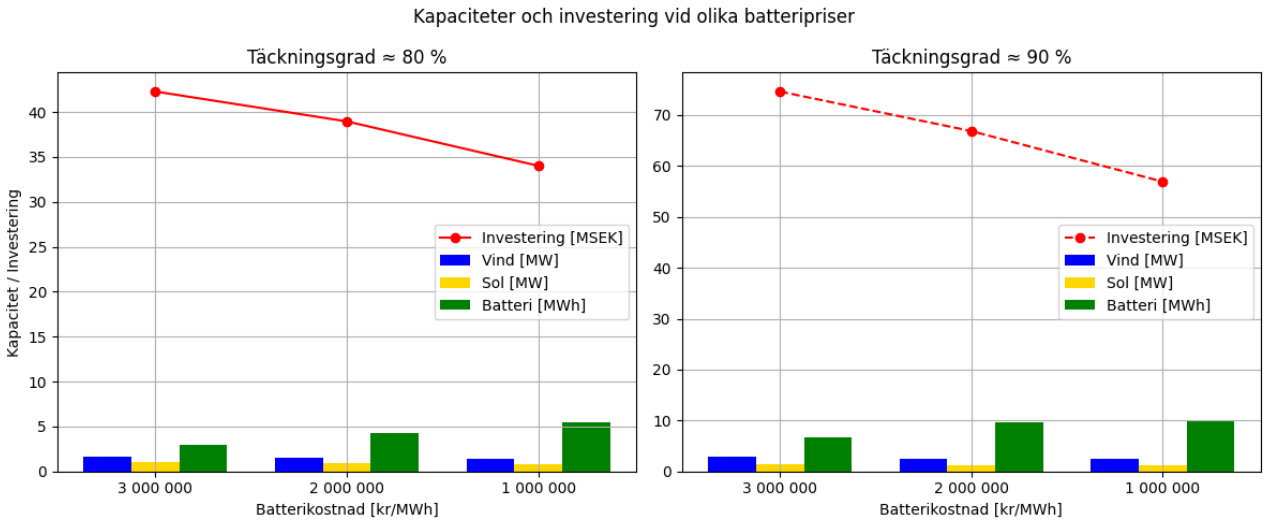
Tabell 18: *Kostnadsoptimering för fall 1 och fall 2, med täckningsoptimerad batteristrategi. Optimeringen baserades på billigaste möjliga investeringskostnaden för de två fallen med en batterikostnad på 2 000 000 kr/MWh.*

Vind [MW]	Sol [MW]	Batteri [MWh]	Täckningsgrad [%]	Investering [SEK]
1,50	0,90	4,25	80,06	38 947 000
2,45	1,20	9,75	90,05	66 846 000

Tabell 19: *Kostnadsoptimering för fall 1 och fall 2, med täckningsoptimerad batteristrategi. Optimeringen baserades på billigaste möjliga investeringskostnaden för de två fallen med en batterikostnad på 1 000 000 kr/MWh.*

Vind [MW]	Sol [MW]	Batteri [MWh]	Täckningsgrad [%]	Investering [SEK]
1,40	0,85	5,50	80,05	34 005 500
2,45	1,15	10,00	90,05	56 904 500

Figur 28 visar hur investeringskostnaden och de installerade effekterna av vind- och solkraft ändras beroende på batteripriset.



Figur 28: *Investeringskostnaderna och mängden installerad effekt av vind- och solkraft ändras med minskade batteripriser, från 3 000 000 kr/MWh till 1 000 000 kr/MWh.*

5.7 Jämförelse av batteristrategier

Resultaten från simuleringen visar att det täckningsoptimerade batteriet inte bara täckte fler timmar av elbehovet än det elprisoptimerade batteriet, utan även genererade högre totala intäk-

ter, vilket framgår av tabell 20. Detta på grund av att elprisoptimerade batteriet var programmerat att ladda och leverera el under de timmar då spotpriset var som högst. Däremot täcktes betydligt färre timmar totalt sett, vilket resulterade i en lägre total energileverans till konsumtionen. Det täckningsoptimerade batteriet däremot arbetade mer kontinuerligt och bidrog till fler timmars lokal elförsörjning, även om vissa av dessa timmar hade lägre elpriser.

Tabell 20: *Intäkter för ett år från de olika batteristrategierna, täckningsoptimerad och elprisoptimerad, för både fall 1 och 2.*

Batteristrategi	**Konfiguration**	**Täckningsgrad [%]**	**Intäkter [SEK]**
Täckningsoptimerad	Vind 2 MW Sol 1 MW Batteri 2 MWh	80,39	1 147 396
	Vind 3 MW Sol 1 MW Batteri 8 MWh	90,40	1 356 900
Elprisoptimerad	Vind 2 MW Sol 1 MW Batteri 2 MWh	67,05	1 069 711
	Vind 3 MW Sol 1 MW Batteri 8 MWh	73,74	1 160 980

Tabell 21: *Underskottet per elprisintervall för fallet med elprisoptimerade batteriet för fall 1.*

Elprisintervall [kr/kWh]	**Antal timmar**	**Andel [%]**	**Underskottsenergi [MWh]**
≤0,5	1 321	15,1	225,6
0,5-1,0	1 119	12,8	353,9
1,0-1,5	273	3,1	101,2
1,5-2,0	57	0,7	19,1
> 2,0	50	0,6	24,6

Tabell 22: *Underskottet per elprisintervall för fallet med elprisoptimerade batteriet för fall 2.*

Elprisintervall [kr/kWh]	**Antal timmar**	**Andel [%]**	**Underskottsenergi [MWh]**
≤0,5	978	11,2	170,4
0,5-1,0	936	10,7	294,7
1,0-1,5	236	2,7	87,8
1,5-2,0	46	0,5	16,2
> 2,0	45	0,5	20,5

6 Diskussion

Syftet med detta arbete var att undersöka hur en hybridpark med solkraft, vindkraft och batterilagring kan öka leveranssäkerheten i ett lokalt elsystem i elområde SE3. Arbetet byggde på faktisk data för produktion och konsumtion med simuleringar av olika kapacitetskonfigurationer för att identifiera vilka kombinationer som uppnår hög täckningsgrad till lägsta möjliga kostnad. Diskussionen nedan fokuserar på fem centrala delar: metod och dataanalys, leveranssäkerhet och täckningsgrad, batteriets roll och dimensionering, kostnadseffektivitet och optimering, samt modellens begränsningar och framtida studier.

6.1 Metod och dataanalys

Arbetet bygger på en kvantitativ metod där energibalansberäkningar använts för att analysera hur olika kombinationer av solkraft, vindkraft och batteri kan täcka ett givet elbehov. Genom att kombinera täckningsoptimering och kostnadsoptimering kunde både tekniska och ekonomiska aspekter utvärderas. En styrka med metoden är att batteriet modellerats relativt realistiskt med begränsningar i verkningsgrad, upp- och urladdningshastigheter och laddningsnivå (SoC). Genom att jämföra två olika batteristrategier, en täckningsoptimerad och en elprisoptimerad, kunde en bredare förståelse för batteriets betydelse för systemet utvärderas. Dock bygger metoden på ett stängt system utan utbyte med överliggande nät, vilket utesluter möjligheter att sälja överskottsel och importera vid underskott. Batteriets modell hanterar inte heller det överskott som uppstår när det är överproduktion och behovet är täckt och batteriet är fulladdat. En mer avancerad batterimodell skulle kunna innehålla nedstyrning av produktionen vid dessa överskott, för att bättre överensstämma med verkligheten. Effektbegränsningar vid inmatning på elnätet inkluderas inte heller, vilket kan påverka resultatens realism ytterligare.

Metoden använder ett års timvis data för elproduktion samt konsumtion, vilket möjliggör en detaljerad analys av variationer över dygn och säsong. Analysen bekräftar att sol och vind kompletterar varandra väl, men att det finns tydliga perioder med låg produktion som kräver lagring. Det är viktigt att tänka på att produktionsunderskottens längd och frekvens styr batteribehovet, vilket innebär att extrema år och variationer mellan år inte fångas, då analysen begränsas av att endast ett års data användes. Flerårig simulering hade ökat robustheten i resultaten.

En viktig aspekt att diskutera är det faktum att det valda vindkraftverket var ur drift under stor del av februari 2024 (111 timmar av 672). Detta har troligen haft en påtaglig negativ påverkan på resultaten, särskilt eftersom februari är en månad med högt elbehov och generellt höga elpriser. Solkraftsproduktionen är dessutom låg under denna period vilket leder till att vindkraften är särskilt viktig för att upprätthålla en god täckningsgrad och för att hybridparken ska kunna bidra med el under ekonomiskt fördelaktiga timmar.

Den begränsade vindproduktionen under denna månad innebär att modellen visar på fler timmar med underskott än vad som rimligen hade varit fallet vid normal drift, vilket resulterar i att resultaten kan ha överskattat behovet av installerad effekt för både vind, sol och batterilagring. Vid kontinuerlig drift hade fler timmar kunnat täckas med lägre installerad kapacitet, vilket även hade förbättrat hybridparkens lönsamhet genom att mer el kan säljas under timmar med högre elpriser.

Sammanfattningsvis indikerar detta att resultaten underskattar hybridparkens potential och att leveranssäkerhet i elproduktionen spelar en avgörande roll för både teknisk prestanda och

ekonomiskt utfall. En möjlig åtgärd hade kunna varit att ersätta februari 2024 med data från en normal driftmånad, exempelvis februari 2025 eller 2023. På grund av projektets omfattning och tidsramar har detta inte genomförts, men det är en viktig aspekt att ha i åtanke vid tolkningen av resultat.

6.2 Leveranssäkerhet och täckningsgrad

Ett av arbetets viktigaste resultat är att en hybridpark med sol och vind i kombination med batterilagring kan uppnå en betydande täckningsgrad av ett lokalt elbehov, i vissa fall upp till 90%. Den kombinerade produktionen från sol och vind skapar en naturlig utjämning över både dygn och årstider som också visas i resultaten från Pearsonkorrelationen. Detta då solkraften producerar främst under dagtid och under sommaren, medan vindkraften oftare genererar el på natten och under vinterhalvåret. Detta skapar synergier som gör att produktionsvariationer kan dämpas, vilket är en av de stora styrkorna med hybridparker. Det bekräftar också tidigare forskning som visat på fördelarna med att kombinera vind och sol som kraftslag (Lindberg 2024; Fiedler, Pazmino och Berruezo 2008; Carvalho, Guardia och Marangon Lima 2019; Al-Ghussain, H. Ahmed och Haneef 2018).

Trots detta kvarstår ett visst behov av energilagring, särskilt för att hantera kortsiktiga variationer och produktionsunderskott. Resultaten visar tydligt att det inte är praktiskt möjligt att nå 100% täckning utan att ha väldigt omfattande och mycket dyra investeringar i både produktion och lagring. Detta är i linje med verkliga system, där det i de flesta fall är mer kostnadseffektivt att komplettera med andra kraftslag eller andra flexibilitetsresurser för att hantera de sista procenten i täckningsgrad.

En iakttagelse i resultaten är att täckningsgraden skiljer sig beroende på om den mäts i timmar eller i energi. Det kan ses som två olika perspektiv av leveranssäkerhet. Täckningsgrad i timmar visar hur stor andel av årets timmar då elbehovet är helt täckt, medan täckningsgrad i energi visar hur stor andel av den totala elanvändningen som kan täckas av produktionen under året. Skillnaden mellan dessa två kan vara betydande, särskilt i system utan energilager. Ett system kan till exempel täcka en stor del av elanvändningen i energi (hög energitäckningsgrad), men ändå ha många timmar med otillräcklig produktion (längre timtäckningsgrad). Det innebär att även små underskott i effekt räknas som ”ej täckta” timmar som drar ner timtäckningsgraden. För system med batterilager så minskar denna skillnad, vilket tyder på att energilagring inte bara täcker nya timmar utan också fyller ut det delvisa underskottet i redan delvis täckta timmar. Detta tyder på att batterier bidrar till både kvantitativ och kvalitativ förbättring av leveranssäkerheten, då fler timmar blir täckta och mängden otillräcklig energi minskar. I de fall där batteri är med visar resultaten att energitäckningsgraden blir något lägre än timtäckningsgraden, vilket beror på att de timmar som fortfarande inte täcks ofta sammanfaller med ett markant högre elbehov, vilket gör att en liten andel otäckta timmar ändå står för en relativt stor andel av årets totala energibehov.

6.3 Batteriers roll och dimensionering

Batterilagringen visade sig vara avgörande för att uppnå en hög täckningsgrad, men resultaten visar också att batteriets nytta snabbt når en platå. När en viss lagringskapacitet uppnås, ger ytterligare kapacitet en liten effekt på täckningsgraden. Detta kan bero på att produktionen från sol och vind under vissa perioder är så låg att det inte finns något överskott att lagra, och under andra perioder finns redan tillräcklig produktion för att täcka behovet några timmar i streck.

Det är också tydligt att strategin för hur batteriet används påverkar resultatet. Den täckningsoptimerade modellen prioriterar att använda batteriet för att maximera lokal försörjning, medan den elprisoptimerade modellen fokuserar på att täcka timmar med högt elpris. Dessa två strategier ger olika resultat i fråga om både täckningsgrad och kostnadseffektivitet. Batteriet som var elprisoptimerat genererade lägre totala intäkter än det täckningsoptimerade batteriet. Detta beror på att batteriet, i sitt fokus på ”dyra timmar”, täckte färre timmar totalt och därmed sålde mindre mängd el. Även om varje enskild kilowattimme gav högre ersättning, blev den sammanlagda intäkten lägre än fallet med täckningsoptimerade batteriet. Detta tyder på att det inte alltid är mest lönsamt att fokusera enbart på höga spotpriser, i vissa fall kan en strategi som täcker fler timmar, vara mer ekonomiskt fördelaktig.

En annan aspekt att ta i beaktning gällande batterier är batteripriset och hur kostnadsoptimeringen ändras beroende på priset på batterilagring. Resultaten från kostnadsoptimeringen visar tydligt detta. Vid höga batteripriser är det mer kostnadseffektivt att uppnå hög täckningsgrad genom en högre andel produktion från vind- och solkraft. När batteripriserna minskar blir det däremot ekonomiskt fördelaktigt att öka batterikapaciteten och därmed öka lagringsmöjligheterna och använda tidigare producerad energi. Detta förklaras av att investeringskostnaden per installerad enhet är lägre för batterilagring än för produktion per installerad enhet. I denna analys antogs investeringskostnaderna för solceller till 8 380 000 kr/MW och för vindkraft till 15 000 000 kr/MW, detta resulterar i att batterier blir ett mer attraktivt val, då kostnaden är lägre. Trenden är i linje med framtidsprognoser där batteripriser förväntas minska ytterligare (CheckWatt 2024), vilket kan innebära att framtidens hybridparker kommer använda mer batterier för att öka täckningsgraden och leveranssäkerheten till ett lokal samhälle. Samtidigt visar resultaten att ett balanserat system ändå kräver en viss nivå av installerad vind- och solkraft, då batterier endast fungerar som energibärare, inte som primär energikälla.

6.4 Kostnadseffektivitet och systemoptimering

Kostnadsoptimeringen visar att det finns flera möjliga kombinationer av produktions- och lagringskapacitet som ger en viss täckningsgrad. Till exempel kunde en 90% täckningsgrad uppnås med både hög vindkraft och låg solkraft eller vice versa, beroende på hur batteriet dimensioneras. Det innebär att lokala förutsättningar som tillgång till mark, solinstrålning, vindlägen och ekonomiska incitament bör styra vilken konfiguration som väljs.

Ett tydligt mönster i resultaten är att vindkraft har högre systemnytta per investerad megawatt än solkraft i det studerade fallet. Det beror dels på vindens produktionsprofil, mer under tider med hög konsumtion, men också på att dess variation ofta är mindre extrem än solkraftens. Det leder till minskat behov av batteri, vilket är en kostsam komponent.

Kostnadsoptimeringen omfattade endast investeringskostnader, vilket är en förenkling. Driftkostnader, underhåll, samt intäkter över längre tidsperioder kan kraftigt påverka vilka lösningar som i praktiken är mest attraktiva. Trots detta ger modellen värdefull insikt i de grundläggande ekonomiska förhållandena i hybridparker.

6.5 Modellens tillämpbarhet och begränsningar

Metoden som utvecklats i detta arbete är inte en etablerad metodik för att analysera leveranssäkerhet och kostnadseffektivitet i hybridparker. Istället har metoden tagits fram som ett verktyg med syftet att undersöka hur olika kombination av solkraft, vindkraft och batterilagring

påverkar täckningsgrad och ekonomi i ett lokalt energisystem. En viktig del av metoden är dess flexibilitet. Den är uppbyggd på ett sätt som möjliggör att användaren själv kan lägga in sin egen konsumtionsdata och därmed få en skräddarsydd analys av vilka kombinationer som bäst motsvarar aktuella elbehovet. För att få en inblick på vilken kapacitet på vindkraft, solkraft och batterilagring som kan installeras för att uppnå en önskad täckningsgrad.

Detta gör metoden användbar i ett praktiskt sammanhang, exempelvis för kommuner, fastighetsägare eller energigemenskaper som överväger investeringar i lokal energiproduktion och lagring. Genom att simulera olika scenarier kan beslutsfattare få ett bredare beslutsunderlag och identifiera de kostnadseffektiva lösningarna utifrån sina förutsättningar. Samtidigt innebär avsaknaden av en standardiserad metod att resultaten inte är helt allmänt tillämpbara samt det faktum att endast ett specifikt vindkraftverk och en specifik solcellspark är valt för denna rapport. För en mer detaljerad analys hade en undersökning av fler produktionsparker varit mer fördelaktig. Resultaten är starkt beroende av de antaganden och parametrar som använts i modellen. Trots detta kan modellen ses som ett första steg mot ett mer användarcentrerat verktyg för dimensionering och utvärdering av lokala hybridparker.

Modellen i detta arbete bygger på flera förenklingar som är viktiga att ha i åtanke. Bland annat att systemet har modellerats som stängt, utan möjlighet att sälja överskott till överliggande elnät. Det är endast ett års data som har analyserats, vilket inte fångar in variation mellan olika år. Investeringskostnader för batteristyrning har inte tagits med i kostnadsanalysen. Livslängden för solcellerna och vindkraftverken har inte analyserats över tid. Intäktsmodellen bygger endast på ett års elpriser, vilket kan ge missvisande resultat för andra år.

6.6 Förslag till framtida studier

För att vidareutveckla förståelsen av hybridparkers potential finns flera förslag till framtida studier. En viktig aspekt är att genomföra flerårssimuleringar för att utvärdera systemens prestanda över längre tidsperioder, gärna i längd med komponenternas livslängder. Detta skulle resultera i mer omfattande och fördjupade ekonomiska analyser, främst inom lönsamhet, investeringsrisk och långsiktiga vinster och förluster. Exempelvis undersöka parkers NPV (net-present-value). Dessutom bör framtida analyser inkludera driftaspekter i form av behov av komponentbyten, reparationer, planerat underhåll och driftstopp, eftersom dessa faktorer har stor påverkan på både kostnader och tillgänglig elproduktion.

Ett annat exempel på hur studien kan fördjupas är att inkludera dynamiska elpriser och deltagande i reglermarknader. Där batteriets roll utvidgas till att gå med i olika stödtjänster, vilket kan ge både ökad flexibilitet och större ekonomisk nytta. Det hade också varit intressant att undersöka hybridparker i kombination med fler kraftslag och flexibilitetsresurser, exempelvis ytterligare batterilagring, vätgas eller kraftvärme.

En annan intressant vidare studie hade varit att utforska alternativ referensvärden för en elprisoptimerad batteristrategi. Genom att testa andra gränsen kan det bli tydligare under vilka förutsättningar som ett elprisoptimerat batteri kan prestera bättre än ett täckningsoptimerat batteri.

På ett mer övergripande plan för hela systemet, kan framtida studier behandla marknadsdesign, policy och reglering. Alltså inkludera exempelvis deltagarmodeller för hybridparker i elmarknader, elnätsplanering och utforma någon form av beslutsstöd för statliga myndigheter.

Slutligen finns det behov av att utveckla verktyg och ramverk för att kvantifiera hybridparkers ekonomiska och samhällsmässiga nytta, samt skapa jämförbara metoder för att utföra det. Även fortsatt teknikutveckling är viktig, där framtida forskning kan fokusera på styrsystem, detaljerade simuleringar, demonstrationsprojekt och optimering av komponentval.

7 Slutsatser

Detta arbete har undersökt hur en hybridpark bestående av vindkraft, solceller och litiumjärnfosfatbatterier kan öka leveranssäkerheten till ett lokalt elnät i elområde SE3 i Sverige. Genom att analysera produktion- och konsumtionsmönster och simulera batteristrategier har täckningsgraden, energiflöden och systemkostnader beräknats.

Resultaten visar att en hybridpark med sol, vind och litiumjärnfosfatbatterier kan uppnå högre leveranssäkerhet i ett lokalt elsystem än en enskild vindkraftpark. Täckningsgraden ökar med både produktionskapacitet och lagring, men med avtagande marginalnytta, det vill säga, varje ytterligare enhet kapacitet bidrar i minskande grad till ökad täckning. I vissa konfigurationer är det möjligt att uppnå upp till 99% täckningsgrad på årsbasis.

Vindkraften bidrar till en mer jämn och kontinuerlig produktion jämfört med solkraften och minskar därmed behovet av batterier. Dock spelar batterier en viktig roll i att minska antalet timmar med högt elpris, detta på grund av sin styrbarhet.

Arbetet tyder också på att det finns en tydlig avvägning mellan teknisk prestanda och ekonomisk kostnad. Att maximera täckningsgraden är inte alltid kostnadseffektivt, eftersom investeringskostnaderna blir alltför höga vid jämförelse med de årliga intäkterna. En täckningsoptimerad batteristrategi ger bättre täckningsgrad och därmed högre leveranssäkerhet än en elprisoptimerad batteristrategi. Dessutom minskar antalet underskottstimmar med högt elpris.

Sammanfattningsvis bekräftar studien hybridparkers potential att stärka leveranssäkerheten i lokala elsystem. Samtidigt identifieras behov av fortsatt utveckling av styrsystem, marknadsintegration och kostnadsmodeller för att möjliggöra storskalig och effektiv användning i det svenska elnätet.

8 Referenser

Aktaş, Ahmet och Yağmur Kirçiçek (2021). ”Chapter 5 - Solar Hybrid Systems and Energy Storage Systems”. I: *Solar Hybrid Systems*. Utg. av Ahmet Aktaş och Yağmur Kirçiçek. Academic Press, s. 87–125. ISBN: 978-0-323-88499-0. DOI: https://doi.org/10.1016/B978-0-323-88499-0.00005-7. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780323884990000057.

American Physical Society (2009). *Bell Labs Achieves Breakthrough with Silicon Solar Cell*. Hämtad: 21 april 2025. URL: https://www.aps.org/apsnews/2009/04/bell-labs-silicon-solar-cell.

Anna Lejestrand (2023). *Havsbaserad vindkraft*. Hämtad: 6 maj 2025. Energiföretagen. URL: https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/produktion/vindkraft/havsbaserad-vindkraft/.

Anna Wolf Claes Sandels, Mahmoud Shepero (2020). *LOKAL ENERGILAGRING ELLER TRADITIONELLA NÄTFÖRSTÄRKNINGAR?* Tekn. rapport 2018-011752. Slutrapport till Energimyndigheten. Hämtad: 9 maj 2025. Power Circle. URL: https://powercircle.org/batterier-i-elnatet-2/.

Batteriföreningen (2025). *Litiumjonbatterier*. Hämtad: 8 maj 2025. URL: https://batteriforeningen.se/litium-jon/.

Battery University (2023). *BU-205: Types of Lithium-ion*. Hämtad: 8 maj 2025. URL: https://batteryuniversity.com/article/bu-205-types-of-lithium-ion.

Bodecker Partners (juni 2024). *Batterilagring och framtidens hybridparker*. https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2024/06/Batterilagring-och-framtidens-hybridparker_Bodecker-Partners_20240619.pdf. Publicerad av Svensk Vindenergi. Hämtad: 8 maj 2025.

Building Radar (2024). *What is 'Retrofitting' in Construction: Techniques and Benefits*. Hämtad: 15 maj 2025. URL: https://www.buildingradar.com/construction-blog/what-is-retrofitting-in-construction-techniques-and-benefits.

Båtliv (2024). *Solpaneler på båt – Hur enkelt är det att köpa och montera 2024?* Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://www.batliv.se/2024/04/23/solpaneler-pa-bat-hur-enkelt-ar-det-att-kopa-och-montera-2024/.

— (2025). *Solceller på lastbilar för miljövänliga transporter*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://www.uu.se/institution/kemi-angstrom/forskning/fysikalisk-kemi/johanssons-grupp/solceller-pa-lastbilar.

C.B. Honsberg, S.G. Bowden (2019). *Photovoltaics Education Website*. https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/solar-cell-structure. Hämtad: 23 April 2025.

Carvalho, Diego B., Eduardo C. Guardia och José W. Marangon Lima (2019). ”Technical-economic analysis of the insertion of PV power into a wind-solar hybrid system”. I: *Solar Energy* 191, s. 530–539. ISSN: 0038-092X. DOI: https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.070. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X19306449.

CheckWatt (2024). *Batterirapporten 2024*. Hämtad: 7 maj 2025. URL: https://www.checkwatt.se/batterirapporten.

Directory, Sustainability (2025). *How Efficient Are Direct Drive Turbines?* Hämtad: 10 juni 2025. URL: https://energy.sustainability-directory.com/question/how-efficient-are-direct-drive-turbines/?utm_source=chatgpt.com.

E.ON (2024). *Verkningsgrad för solpaneler*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://www.eon.se/solceller/varfor-solceller/verkningsgrad-solceller.

EcoTree Lithium (2023). *LiFePO4 Battery Cycle Life and Durability*. Hämtad: 8 maj 2025. URL: https://ecotreelithium.co.uk/news/lifepo4-battery-cycle-life-and-durability/.

Eijderlo, Tone (2023). *Hur länge håller solceller?* Hämtad: 10 maj 2025. URL: https://www.elskling.se/tips-rad/solenergi/hur-lange-haller-solceller.

Electrical Academia (u.å.). *Horizontal-Axis Wind Turbine (HAWT) Working Principle | Single Blade, Two Blade, Three-Blade Wind Turbine*. https://electricalacademia.com/renewable-energy/horizontal-axis-wind-turbine-hawt-working-principle-single-blade-two-blade-three-blade-wind-turbine/. Hämtad: 30 maj 2025.

Elias Huse Johanne Grindahl, Gro Letnes Nergård (2023). *Hybrid park at Stokkfjellet; Combining solar and wind power in the same grid*. Kandidatuppsats. Trondheim. URL: https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/3076949?locale-attribute=en.

Emma Dahl, Carolina Wallerström (2020). "Hur placering av solceller kan bidra till att möta en byggnads effektbehov". Masteruppsats. Uppsala: Uppsala Universitet. URL: https://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?dswid=-7025&pid=diva2%3A1386126&c=1&searchType=SIMPLE&language=en&query=Carolina+Wallerstr%C3%B6m&af=%5B%5D&aq=%5B%5B%5D%5D&aq2=%5B%5B%5D%5D&aqe=%5B%5D&noOfRows=50&sortOrder=author_sort_asc&sortOrder2=title_sort_asc&onlyFullText=false&sf=all.

Energiforsk (2025). *Liten risk att batterier skapar spänningsvariationer*. Hämtad: 15 maj 2025. URL: https://energiforsk.se/nyhetsarkiv/liten-risk-att-batterier-skapar-spanningsvariationer/.

Energiföretagen (2023a). *Ny rapport: Så möter vi Sveriges elbehov 2045*. Hämtad: 21 april 2025. URL: https://www.energiforetagen.se/pressrum/pressmeddelanden/2023/ny-rapport-sa-moter-vi-sveriges-elbehov-2045/.

— (2023b). *Solceller och solenergi*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/produktion/solceller/.

Energimarknadsinspektionen (2024). *Elnätsutbyggnad*. Hämtad: 21 april 2025. URL: https://ei.se/konsument/el/elnatsutbyggnad.

— (2025a). *Leveranssäkerhet i elnätet*. Hämtad: 4 juni 2025. URL: https://ei.se/bransch/eloverforingens-kvalitet/leveranssakerhet-i-elnatet.

— (2025b). *Leveranssäkerhet-elnät*. Hämtad: 4 juni 2025. URL: https://ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/leveranssakerhet---elnat.

Energimyndigheten (2016). *Produktionskostnader för vindkraft i Sverige: En studie av investeringskostnader, driftkostnader och elproduktionskostnader för nya anläggningar*. Tekn. rapport ER 2016:17. Hämtad: 7 maj 2025. Statens energimyndighet. URL: https://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/vindkraft/rapporter/er-2016_17-produktionskostnader-for-vindkraft-i-sverige.pdf.

— (2019). *Drift och underhåll av din solcellsanläggning*. Hämtad: 22 april 2025. URL: https://www.energimyndigheten.se/effektiv-energianvandning/guider/solelportalen/drift-och-underhall-av-din-solcellsanlaggning/.

— (2023). *Vindkartering - MIUU*. Hämtad: 6 maj 2025. URL: https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/elproduktion/vindkraft/kunskap-och-data/nationell-vindkartering/.

— (2024a). *Solcellers miljöpåverkan och återvinning*. Hämtad: 23 april 2025. URL: https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/elproduktion/solenergi/solcellers-miljopaverkan-och-atervinning/.

— (2024b). *År 2023 bidrog vindkraften med cirka 21 procent till Sveriges elproduktion*. Hämtad 6 maj 2025. URL: https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2024/ar-2023-bidrog-vindkraften-med-cirka-21-procent-till-sveriges-elproduktion/.

Energimyndigheten (2025). *Nätanslutna solcellsanläggningar*. https://www.energimyndigheten.se/statistik/officiell-energistatistik/tillforsel-och-anvandning/natanslutna-solcellsanlaggningar/. Hämtad: 22 april 2025.

Energy Nordic (2023). *Fungerar solpaneler i regn och molnigt väder?* Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://energynordic.com/sv/energi-i-korthet/fungerar-solpaneler-i-regn-och-molnigt-vader/.

Engström, Christofer (2022). "Solceller och LED-belysning, investeringar för förbättrad ekonomisk och miljömässig prestanda". Masteruppsats. Karlstad: Karlstads Universitet. URL: https://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?dswid=-7025&pid=diva2%3A1678731&c=1&searchType=SIMPLE&language=en&query=Solceller+och+LED-belysning%2C+investeringar+f%C3%B6r+f%C3%B6rb%C3%A4ttrad+ekonomisk+och+milj%C3%B6m%C3%A4ssig+prestanda&af=%5B%5D&aq=%5B%5B%5D%5D&aq2=%5B%5B%5D%5D&aqe=%5B%5D&noOfRows=50&sortOrder=author_sort_asc&sortOrder2=title_sort_asc&onlyFullText=false&sf=all.

eSett Oy (2024). *Production*. Hämtad: 6 maj 2025. eSett. URL: https://opendata.esett.com/production.

EticaAG (2025). *The Best Battery Chemistry Types for Energy Storage: A Guide to Safety and Efficiency*. Hämtad: 7 maj 2025. URL: https://eticaag.com/best-battery-types-for-energy-storage-guide/.

Europeiska miljöbyrån (2023). *En framtid som baseras på förnybar energi*. Hämtad: 21 april 2025. URL: https://www.eea.europa.eu/sv/miljosignaler/signaler-2022/artiklar/en-framtid-som-baseras-pa.

Exencell (2024). *What are the Different Types of Utility-scale Batteries?* Hämtad: 7 maj 2025. URL: https://exencell.com/blogs/what-are-the-different-types-of-utility-scale-batteries.

Fiedler, Frank, Victor Pazmino och Irati Berruezo (2008). "PV-Wind Hybrid Systems for Swedish Locations". I: *Proceedings of the 4th European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference*. Glyfada, Greece. URL: https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:521829/fulltext01.pdf.

Fortum (2025a). *Hur bra fungerar solceller i Sverige?* Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://www.fortum.com/se/el/radgivning/hallbarhet/solceller-i-sverige.

— (2025b). *Våra fyra elområden*. Hämtad: 4 juni 2025. URL: https://www.fortum.com/se/el/elpriser/vara-fyra-elomraden.

Fredriksson, Peter (2022). *Mattias låter solen göra grovjobbet*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://alltomelcyklar.nu/artiklar/mattias-later-solen-gora-grovjobbet/.

Ghaleb, Belal och Muhammad Asif (2022). "Application of solar PV in commercial buildings: Utilizability of rooftops". I: *Energy and Buildings* 257, s. 111774. ISSN: 0378-7788. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111774. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778821010586.

Al-Ghussain, Loiy, Humayun Ahmed och Fahad Haneef (2018). "Optimization of hybrid PV-wind system: Case study Al-Tafilah cement factory, Jordan". I: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 30, s. 24–36. ISSN: 2213-1388. DOI: https://doi.org/10.1016/j.seta.2018.08.008. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213138817304319.

gridX (2025). *Energy management system*. Hämtad: 4 juni 2025. URL: https://www.gridx.ai/knowledge/what-is-an-energy-management-system.

Guney, Mukrimin Sevket (2016). "Solar power and application methods". I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57, s. 776–785. ISSN: 1364-0321. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.055. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115014380.

HemSol (2024). *Effektivitet och Watt för solpaneler*. Hämtad: 10 maj 2025. URL: https://hemsol.se/solceller/verkningsgrad-effekt/.

— (2025a). *Hur mycket el genererar solceller?* Hämtad: 23 april 2025. URL: https://hemsol.se/solceller/produktion-per-ar-och-manad/.

— (2025b). *Livslängd för Solceller: Så länge håller solpaneler (2025)*. Hämtad: 22 april 2025. URL: https://hemsol.se/solceller/livslangd-hallbarhet/.

— (2025c). *Solenergi: Fakta om Solenergi hur det används*. Hämtad: 22 april 2025. URL: https://hemsol.se/solceller/solenergi/.

Hidayanti, Fitria (2020). "The Effect of Monocrystalline and Polycrystalline Material Structure on Solar Cell Performance". I: *International Journal of Emerging Trends in Engineering Research* 8, s. 3420–3427. ISSN: 2347-3983. DOI: https://doi.org/10.30534/ijeter/2020/87872020. URL: https://www.warse.org/IJETER/static/pdf/file/ijeter87872020.pdf.

Hidetaka Senga Hiroki Umemoto, Hiromichi Akimoto (2022). "Verification of Tilt Effect on the Performance and Wake of a Vertical Axis Wind Turbine by Lifting Line Theory Simulation". I: *Energies 2022* 15. DOI: https://doi.org/10.3390/en15196939. URL: https://www.mdpi.com/1996-1073/15/19/6939.

IAEA (2021). *Nuclear Power 10 Years After Fukushima: The Long Road Back*. Hämtad: 21 april 2025. URL: https://www.iaea.org/newscenter/news/nuclear-power-10-years-after-fukushima-the-long-road-back?.

IEA (2025). *Solar PV*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv.

Igini, Martina (2023). *What Are the Advantages and Disadvantages of Solar Energy?* Hämtad: 23 april 2025. URL: https://earth.org/what-are-the-advantages-and-disadvantages-of-solar-energy/.

Ilmatar (2024). *Hur säkerställer Ilmatar att solkraftsanläggningen inte orsakar buller i omgivningen?* Hämtad 5 maj 2025. URL: https://ilmatar.com/sv/vanliga-fragor/hur-sakerstaller-ilmatar-att-solkraftsanlaggningen-inte-orsakar-buller-i-omgivningen/.

IRENA (2019). *Innovation landscape brief: Utility-scale batteries*. Authored by Arina Anisie and Francisco Boshell, with contributions from Santosh Kamath, Harsh Kanani and Shikhin Mehrotra (KPMG India). Hämtad: 7 maj 2025. Abu Dhabi. URL: %5Curl%7Bhttps://www.irena.org/publications/2019/Feb/Innovation-landscape-brief-Utility-scale-batteries%7D.

— (2020). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. https://www.irena.org/publications. Hämtad: 8 maj 2025.

Jesper Samuelsson, Marco Lopez (2024). *Past Development, Current Trends, and Future Outlook of Solar Energy in Sweden*. Kandidatuppsats. Stockholm. URL: https://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?dswid=1112&pid=diva2%3A1896335&c=1&searchType=SIMPLE&language=en&query=Past+Development%2C+Current+Trends%2C+and+Future+Outlook+of+Solar+Energy&af=%5B%5D&aq=%5B%5B%5D%5D&aq2=%5B%5B%5D%5D&aqe=%5B%5D&noOfRows=50&sortOrder=author_sort_asc&sortOrder2=title_sort_asc&onlyFullText=false&sf=all.

Joakim Widén, Joakim Munkhammar (2019). *Solar Radiation Theory*. Uppsala: Uppsala Universitet. ISBN: 9789150627602. DOI: 10.33063/diva-381852.

Johnn Andersson Hans Hellsmark, Björn Sandén (2021). "Photovoltaics in Sweden – Success or failure?" I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 143, s. 110894. ISSN: 1364-0321. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110894. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403212100188X.

Kalmikov, Alexander (2017). *Chapter 2 - Wind Power Fundamentals*. Utg. av Trevor M. Letcher. Academic Press, s. 17–24. ISBN: 978-0-12-809451-8. DOI: https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809451-8.00002-3. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128094518000023.

Regeringskansliet (dec. 2024a). *Regeringsbeslut KN2024/02494*. https://www.regeringen.se. Beslut fattat den 12 december 2024.

Larsson, Matthias (2024). *15 smarta solcellsprylar du behöver i sommar*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://www.aftonbladet.se/harligthemma/a/bgW1Xq/solcellsprylar-du-behover.

Linda Nohrstedt (2021). *Motvind - historien om svensk vindkraft*. Hämtad 6 maj 2025. URL: https://teknikhistoria.nyteknik.se/langlasning/motvind-historien-om-svensk-vindkraft/427614.

Lindberg, Oskar (2024). "Analysis, Forecasting and Optimization of Utility-Scale Hybrid Wind and Solar Power Parks". Hämtad: 21 april 2025. Doktorsavhandling. Uppsala universitet. URL: https://diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1891712&dswid=8263.

Lindberg, Oskar et al. (2021). "Review on power-production modeling of hybrid wind and PV power parks". I: *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 13.4, s. 042702. DOI: 10.1063/5.0056201. URL: https://pubs.aip.org/aip/jrse/article/13/4/042702/364067/Review-on-power-production-modeling-of-hybrid-wind.

Linköpings kommun (2025). *Solenergi – en vägledning*. Hämtad: 22 april 2025. URL: https://www.linkoping.se/bygga-bo-och-miljo/energi-och-sakerhet/energi--och-klimatradgivning/solenergi-/solenergi--en-vagledning/.

Lumley, Graham (2024). *Pros and Cons of Solar Energy*. Hämtad: 30 maj 2025. URL: https://bkvenergy.com/learning-center/solar-energy-pros-and-cons/.

Martin, Dan (2019). *Curious About Solar Panels? Learn How They Work!* Hämtad: 30 maj 2025. URL: https://www.santansolar.com/how-do-solar-panels-work/.

Mertens, Konrad (2019). *Photovoltaics - Fundamentals, Technology and Practice*. Upplaga 2. München: John Wiley Sons Ltd. ISBN: 9781119401049.

Midsummer AB (2018). *Inbjudan att teckna aktier i Midsummer AB (publ) inför listning på Nasdaq First North*. Hämtad: 21 april 2025. URL: https://midsummer.se/wp-content/uploads/2021/03/311.pdf.

Mölndal Energi (2023). *Hur funkar solceller vid molnigt väder?* Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://www.molndalenergi.se/kunskap/solceller/hur-funkar-solceller-vid-molnigt-vader.

Naturskyddsföreningen (2021). *Hur fungerar solceller och solfångare?* Hämtad: 22 april 2025. URL: https://www.naturskyddsforeningen.se/faktablad/hur-fungerar-solceller-och-solfangare/.

Naturvårdsverket (2025). *Hur fungerar vindkraft?* Hämtad: 6 maj 2025. URL: https://www.naturskyddsforeningen.se/faktablad/hur-fungerar-vindkraft/.

— (u.å.[a]). *Frågor och svar om vidnkraft*. Hämtad: 6 maj 2025. URL: https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/vindkraft/fragor-och-svar-om-vindkraft/.

— (u.å.[b]). *Ämnesområde: Vindkraft*. Hämtad: 6 maj 2025. URL: https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/vindkraft/.

Nilsson, Maths (2022). *Världens första solbil klar – laddar 1100 mil solel per år*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://carup.se/varldens-forsta-solbil-klar-laddar-1100-mil-solel-per-ar/#google_vignette.

Nord Pool (2025). *Electrical prices Sweden*. Hämtad: 26 februari 2025. URL: https://www.nordpoolgroup.com/.

Oller Westerberg, Amelia och Johan Lindahl (april 2024). *National Survey Report of PV Power Applications in Sweden 2023*. Tekn. rapport. Prepared by Uppsala University for IEA PVPS Task 1. IEA Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS). URL: https://iea-pvps.org.

Olsson, Lovisa (2019). "Faktorer som bör vägas in vid investering av solceller". Masteruppsats. Karlstad: Karlstads Universitet. URL: https://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?dswid=-7025&pid=diva2%3A1345434&c=1&searchType=SIMPLE&language=en&query=Lovisa+olsson&af=%5B%22personName%3A%5C%22Olsson%2C+Lovisa%5C%22%22%2C%22dateIssued%3A2019%22%5D&aq=%5B%5B%5D%5D&aq2=%5B%5B%5D%5D&aqe=%5B%5D&noOfRows=50&sortOrder=author_sort_asc&sortOrder2=title_sort_asc&onlyFullText=false&sf=all.

Otovo (2024). *Hur man räknar ut lönsamheten i en solcellsanläggning*. Hämtad: 23 april 2025. URL: https://www.otovo.se/blog/solpaneler-solceller/hur-raknar-jag-ut-lonsamheten-i-en-solcellsanlaggning-2-2/.

Parres, Alfredo (2023). *Onshore and Offshore wind: What's the Difference?* Hämtad 6 maj 2025. Hitachi Energy. URL: https://www.hitachienergy.com/se/sv/news-and-events/blogs/2023/05/offshore-vs-onshore-wind-which-is-better.

Power Circle (u.å.). *Batterier i framtidens elsystem*. En syntesrapport över forskning och innovation inom SamspEL. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://powercircle.org/batterier-i-framtidens-elsystem/.

Power Väst (2025a). *Energi och teknik*. Hämtad: 6 maj 2025. URL: https://www.powervast.se/om-vindkraft/fakta-om-vindkraft/energi-och-teknik/.

— (2025b). *Placering av vindkraft*. Hämtad: 6 maj 2025. URL: https://www.powervast.se/om-vindkraft/fakta-om-vindkraft/placering-av-vindkraft/.

Prasad, Abhnil Amtesh et al. (2021). "Synergy of solar photovoltaics-wind-battery systems in Australia". I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 152, s. 111693. ISSN: 1364-0321. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111693. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121009679.

PVcase (2023). *What is an off-grid solar power system?* Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://pvcase.com/blog/what-is-an-off-grid-solar-power-system/.

Regeringskansliet (2024b). *Frågor och svar om el*. Hämtad: 21 april 2025. URL: https://www.regeringen.se/regeringens-politik/energi/fragor-och-svar-om-el/.

Renogy (2024). *Different Types of Solar Panels: Which One is Best for You*. Hämtad: 30 maj 2025. URL: https://www.renogy.com/blog/different-types-of-solar-panels-which-the-right-type-for-you/.

Roshchina, A.A. (2021). "Advantages and Disadvantages of Wind Power Plants". Language adviser: Suprun O.M., Senior Teacher of the Department of Foreign Languages. URL: https://www.energy.gov/eere/wind/advantages-and-challenges-wind-energy.

Saxena, Vivek et al. (2024). "Navigating the complexities of distributed generation: Integration, challenges, and solutions". I: *Energy Reports* 12, s. 3302–3322. ISSN: 2352-4847. DOI: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.09.017. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484724005948.

Senad Apelfröjd Sandra Eriksson, Hans Bernhoff (2016). "A Review of Research on Large Scale Modern Vertical Axis Wind Turbines at Uppsala University". I: *Energies 2016* 9. DOI: https://doi.org/10.3390/en9070570. URL: https://www.mdpi.com/1996-1073/9/7/570.

Shafiullah, Md, Shakir D. Ahmed och Fahad A. Al-Sulaiman (2022). "Grid Integration Challenges and Solution Strategies for Solar PV Systems: A Review". I: *IEEE Access* 10, s. 52233–52257. DOI: 10.1109/ACCESS.2022.3174555.

SNS – Studieförbundet Näringsliv och Samhälle (2024). *Elnäten avgörande för Sveriges elektrifiering*. Publicerad 22 februari 2024. URL: https://www.sns.se/artiklar/elnaten-avgorande-for-sveriges-elektrifiering/ (hämtad 2025-05-26).

Solar Lab (u.å.). *Serie- parallellkoppling av solpaneler*. Hämtad: 23 april 2025. URL: https://solarlab.se/solpanel/content/datablad-manualer-och-anslutningsscheman.

Solcellskollen (2024). *Vilken lutning och väderstreck är bäst för solceller?* Hämtad: 23 april 2025. URL: https://www.solcellskollen.se/vanliga-fragor/vilken-lutning-och-vaderstreck-ar-bast-for-solceller.

Solgen Power (2022). *Soldrivet tåg*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://solgenpower.com/about-us/faqs/solar-terms/solar-powered-train/.

Spaen, Brian (2017). *Chernobyl's nuclear disaster site is being transformed into a solar energy farm*. Hämtad: 23 april 2025. URL: https://www.weforum.org/stories/2017/12/chernobyls-nuclear-disaster-site-is-being-transformed-into-a-solar-farm/.

Starrin, Susanne (2019). *Simulering och dimensionering av ett solcellssystem på en skola i Mellansverige*. Kandidatuppsats. Gävle. URL: https://www.diva-portal.org/smash/record.jsf?dswid=-7025&pid=diva2%3A1341199&c=1&searchType=SIMPLE&language=en&query=Simulering+och+dimensionering+av+ett+solcellssystem+p%C3%A5+en+skola+i+Mellansverige+&af=%5B%5D&aq=%5B%5B%5D%5D&aq2=%5B%5B%5D%5D&aqe=%5B%5D&noOfRows=50&sortOrder=author_sort_asc&sortOrder2=title_sort_asc&onlyFullText=false&sf=all.

Statista (2025a). *Cumulative installed solar power capacity in China from 2012 to 2024*. https://www.statista.com/statistics/279504/cumulative-installed-capacity-of-solar-power-in-china/. Hämtad: 21 april 2025.

— (2025b). *Cumulative solar photovoltaic power capacity installed in Sweden from 2013 to 2024*. https://www.statista.com/statistics/1394486/solar-photovoltaic-capacity-in-sweden/. Hämtad: 21 april 2025.

Statistiska centralbyrån (2024). *Tillförsel och användning av el 2001–2023 (GWh)*. https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/tillforsel-och-anvandning-av-energi/arlig-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/pong/tabell-och-diagram/tillforsel-och-anvandning-av-el-20012023-gwh/. Hämtad: 21 april 2025.

— (2025a). *Eltillförsel i Sverige efter produktionsslag. Månad 1974M01 - 2025M03*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__EN__EN0108__EN0108A/EltillfM/.

— (2025b). *Eltillförsel netto, GWh efter produktionsslag och månad*. Hämtad: 30 maj 2025. URL: https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__EN__EN0108__EN0108A/EltillfM/table/tableViewLayout1/.

Stevanović, Simo, Snežana Stevanović och Radovan Živković (2022). "Advantages and Disadvantages of Solar Energy Production and Use". I: *Journal of Agricultural, Food and Environmental Sciences* 76.4, s. 65–70. DOI: 10.55302/JAFES22764065s65. URL: https://doi.org/10.55302/JAFES22764065s65.

Sunlux (2024). *Serie- och parallellkoppling av solpaneler*. Hämtad: 10 maj 2025. URL: https://sunlux.se/serie-eller-parallellkoppling-av-solpaneler/.

Svea Solkraft (2024). *Fördelar och nackdelar med solenergi*. Hämtad 5 maj 2025. URL: https://sveasolkraft.se/fordelar-nackdelar-solenergi/.

Sweco (2024). *Elpriset i Sverige – åtta scenarier och deras prispåverkan*. Hämtad 5 maj 2025. Sweco. URL: https://www.sweco.se/vart-erbjudande/vatten-energi-och-industri/elpriset-i-sverige-atta-scenarier-och-deras-prispaverkan/.

Svensk Solenergi (2025a). *Kort om elmarknaden*. Hämtad 5 maj 2025. URL: https://svensksolenergi.se/om-elmarknaden/.

Svensk Solenergi (2025b). *Några stora solcellsanläggningar i Sverige*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://svensksolenergi.se/om-solenergi/anlaggningar/solcellsparker/.
— (2025c). *Solparker*. Hämtad 5 maj 2025. URL: https://svensksolenergi.se/om-solenergi/om-solparker/.
Svensk Vindenergi (2021). *Vindkraften är hållbar*. Hämtad: 6 maj 2025. URL: https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2021/06/Vindkraften-ar-hallbar-ett-faktablad-fran-Svensk-Vindenergi.pdf.
— (2024a). *Enormt intresse för batterilagring – stora synergier för hybridparker*. Hämtad: 15 maj 2025. URL: https://svenskvindenergi.org/komm-fran-oss/enormt-intresse-for-batterilagring-stora-synergier-for-hybridparker.
— (2024b). *Vindkraftsbranschen om budgetpropositionen för 2025*. Hämtad: 7 maj 2025. URL: https://svenskvindenergi.org/kommentar/vindkraftsbranschen-om-budgetpropositionen-for-2025.
— (2025a). *25 förslag för att förverkliga den havsbaserade vindkraften i Sverige*. https://svenskvindenergi.org/vad-vi-tycker/25-forslag. Rapport hämtad: 21 april 2025.
— (2025b). *Fakta om vindkraft*. Hämtad: 6 maj 2025. URL: https://svenskvindenergi.org/fakta/vad-hander-om-det-inte-blaser-2.
Svenska Kraftnät (2024). *Så kan du som privatperson bidra med stödtjänster*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for-systemdrift/stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder/sa-kan-du-som-privatperson-bidra-med-stodtjanster/.
— (2025). *Leveranssäkerhet*. Hämtad: 15 maj 2025. URL: https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/leveranssakerhet/.
Svenska kraftnät (2022). *Energilager - En förstudie om roll och potential i elsystemet*. Tekn. rapport. Svenska kraftnät. URL: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/rapport-ru-energilager.pdf.
— (2024). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden – Rapport 2024*. Hämtad: 6 maj 2025. URL: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2024/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-rapport-2024.pdf.
Tekniska museet (2021). *Vindkraft*. Hämtad 6 maj 2025. URL: https://www.tekniskamuseet.se/lar-dig-mer/100-innovationer/vindkraft/.
— (2022). *Solenergi*. Hämtad: 21 april 2025. URL: https://www.tekniskamuseet.se/lar-dig-mer/100-innovationer/solenergi/.
The SciPy community (2025). *pearsonr*. Hämtad: 4 juni 2025. URL: https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.stats.pearsonr.html.
Tidningen Näringslivet (2024). *Svenska kraftnät larmar: Elkrisen förvärras – bygg planerbar produktion*. Publicerad 8 februari 2024. URL: https://www.tn.se/hallbarhet/37652/svenska-kraftnat-larmar-elkrisen-forvarras-bygg-planerbar-produktion/ (hämtad 2025-05-26).
U.S. Department of Energy (2021). *Hybrid Energy Systems: Opportunities for Coordinated Research*. Tekn. rapport DOE/GO-102021-5447. Hämtad: 8 maj 2025. National Renewable Energy Laboratory. URL: https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77503.pdf.
— (2024). *Advantages and Challenges of Wind Energy*. Hämtad: 6 maj 2025. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. URL: https://www.energy.gov/eere/wind/advantages-and-challenges-wind-energy.
U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (2023). *Solar Energy Timeline*. https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf. Hämtad: 21 april 2025.

Urbanista (2025). *Los Angeles - Hybrid ANC Headphones*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://urbanista.com/products/los-angeles?srsltid=AfmBOooITwQ7twSHh1cCUCbPId4_J4Sxl2I92MY5Ba595TtAZnooJRR8.

Vattenfall (2021). *Hybridparker som kombinerar flera tekniker erbjuder nya möjligheter*. Hämtad: 21 april 2025. URL: https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter/2021/hybridparker-som-kombinerar-flera-tekniker-erbjuder-nya-mojligheter.

— (2022a). *Så rustade oljekrisen oss för dagens omställning*. Hämtad: 21 april 2025. URL: https://energyplaza.vattenfall.se/blogg/sa-rustade-oljekrisen-oss-for-dagens-omstallning#download-page.

— (2022b). *Vattenfall öppnar energiparken Haringvliet – en kombination av vindkraft, solkraft och batterier*. Hämtad: 15 maj 2025. URL: https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2022/vattenfall-oppnar-energiparken-haringvliet--en-kombination-av-vindkraft-solkraft-och-batterier.

— (2022c). *Vind och sol kan ge mest energi för pengarna*. Hämtad: 8 maj 2025. URL: https://energyplaza.vattenfall.se/blogg/vind-och-sol-kan-ge-mest-energi-for-pengarna.

— (2024). *Hybridteknik ger ny kraft till vind och sol i södra Sverige*. Hämtad: 15 maj 2025. URL: https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter/2024/hybridteknik-ger-ny-kraft-till-vind-och-sol--i-sodra-sverige.

— (u.å.). *Tidig Vindkraft*. Hämtad 6 maj 2025. URL: https://historia.vattenfall.se/stories/fran-vattenkraft-till-solceller/tidig-vindkraft.

Wennstig, Alicia (2024). *Ett smartare energisystem med hyrbridenergiparker*. Hämtad: 15 maj 2025. URL: https://svenskamassan.nyteknik.se/ett-smartare-energisystem-med-hyrbridenergiparker/.

Vindenergi, Svensk (2024). *Kapacitetsfaktor och tillgänglighetsfaktor*. Tekn. rapport. Kunskapshöjande rapport. Hämtad: 6 maj 2025. Svensk Vindenergi. URL: https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2024/06/PM-faktorer_final.pdf.

Vindkraften.se (u.å.). *Vindkraftens historia*. Hämtad 6 maj 2025. URL: https://vindkraften.se/sample-page/konstruktion-funktion/.

Voltaic (2025). *Solar Backpacks Bags*. Hämtad: 9 maj 2025. URL: https://voltaicsystems.com/solar-backpacks/?srsltid=AfmBOooSz6sMqAs-p6eavr88niR8nlrdAtAxcg8NZ-1QfRz82Pj11-M0.

Wu, Hao och Samuel R. West (2024). "Co-optimisation of wind and solar energy and intermittency for renewable generator site selection". I: *Heliyon* 10.5, e26891. ISSN: 2405-8440. DOI: https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e26891. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844024029220.

Zhao, Tianyu et al. (2024). "An overview on the life cycle of lithium iron phosphate: synthesis, modification, application, and recycling". I: *Chemical Engineering Journal* 485, s. 149923. ISSN: 1385-8947. DOI: https://doi.org/10.1016/j.cej.2024.149923. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1385894724014086.